

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**TESIS**

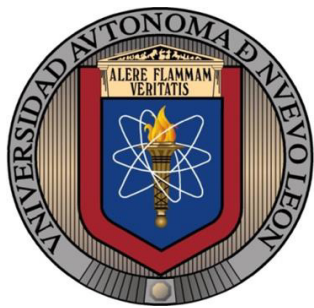
**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN LA CASITA EN  
AFLORAMIENTOS DEL NE DE MÉXICO Y APLICACIÓN EN PRUEBAS DE  
PRESIÓN EN UN YACIMIENTO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO**

**PRESENTA**

**JOSÉ SALVADOR FLORES ÁLVAREZ**

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS**

**AGOSTO, 2017**



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**LA TESIS**

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN LA CASITA EN  
AFLORAMIENTOS DEL NE DE MÉXICO Y APLICACIÓN EN PRUEBAS DE  
PRESIÓN EN UN YACIMIENTO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO**

**ELABORADA POR**

**JOSÉ SALVADOR FLORES ÁLVAREZ**

**HA SIDO ACEPTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO  
ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS GEOLÓGICAS**

Vo. Bo.

---

**DIRECTOR DE TITULACIÓN**

**DR. CARLOS GILBERTO AGUILAR MADERA**

LINARES, NUEVO LEÓN, MÉXICO

AGOSTO DE 2017



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**LA TESIS**

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN LA CASITA EN  
AFLORAMIENTOS DEL NE DE MÉXICO Y APLICACIÓN EN PRUEBAS DE  
PRESIÓN EN UN YACIMIENTO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO**

**ELABORADA POR**

**JOSÉ SALVADOR FLORES ÁLVAREZ**

**HA SIDO ACEPTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO  
ACADÉMICO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS**

**Vo. Bo.**

**COMITÉ DE REVISIÓN DE TITULACIÓN**

---

**DR. CARLOS GILBERTO AGUILAR MADERA**  
**DIRECTOR DE TITULACIÓN**

---

**DR. ERIK CÉSAR HERRERA HERNÁNDEZ**  
**CO-DIRECTOR DE TITULACIÓN**

---

**DR. FERNANDO VELASCO TAPIA**  
**CO-DIRECTOR DE TITULACIÓN**

**LINARES, NUEVO LEÓN, MÉXICO**

**AGOSTO DE 2017**

Por este medio declaro bajo protesta, haber realizado esta tesis de manera personal y haber utilizado únicamente los medios, procedimientos y asesorías descritas en la misma.

**José Salvador Flores Álvarez**

Agosto de 2017



## Dedicatoria

*A mis padres **Salvador** y **Lety** por su apoyo incondicional, dedicación y amor que sólo los padres saben dar a sus hijos. Gracias por guiarme, cuidarme y aconsejarme durante mi corta existencia. Los amo tanto.*

*A mis hermanos **Andrés** y **Marcelo** que son los primeros amigos que uno tiene y no hay nada que no haríamos por ellos. Que a pesar de las peleas, somos hermanos y siempre estaremos juntos. Los amo.*

*A mi novia **Kristell** que siempre me apoyó en todo y gracias a la paciencia que me tuvo durante la maestría y sobre todo por aquellos momentos en los que el estudio ocupó mi tiempo. Gracias por tu comprensión, confianza, fortaleza y por toda tu ayuda, además por ser parte importante en el logro de una más de mis metas profesionales. Te amo mi princesa.*

## **Agradecimientos**

*Un agradecimiento a la **Universidad Autónoma de Nuevo León** y en específico a la **Facultad de Ciencias de la Tierra**, que me brindó la oportunidad, por medio del programa **CONACYT**, para realizar mis estudios de posgrado. También quiero agradecer al **Programa de Fortalecimiento de Calidad Educativa (PFCE)** que me proporcionó la ayuda económica para poder realizar una estancia profesional en la ciudad de Querétaro durante un mes.*

*Deseo expresar mi gratitud a mi director de tesis, **Dr. Carlos G. Aguilar Madera**, que aún sin conocerme me brindó su confianza, paciencia, esfuerzo y dedicación para lograr culminar esta meta. Eternamente agradecido Doc.*

*Gracias al **Dr. Erik César Herrera Hernández** por haberme recibido en mi estancia en el CIDESEI en la ciudad de Querétaro. Además, de sus valiosas aportaciones y consejos durante ese tiempo. También estoy agradecido con el **Dr. Fernando Velasco Tapia** por sus conocimientos sobre geología que fueron de gran ayuda para mi trabajo, sin mencionar sus constantes regaños que sé que lo hace con la intención de que sus alumnos puedan sobresalir.*

*A todos **mis profesores**, no sólo de la maestría, sino de toda la vida. Mil gracias porque de alguna manera forman parte de lo que soy.*

*A mis **compañeros y amigos** de maestría gracias por el apoyo y motivación que recibí de su parte. Extrañaré los “jueves de posgrado” mis amigos.*

*Agradezco de una manera especial, el respeto, amistad que hacia mí tuvieron todas aquellas personas que de un modo u otro colaboraron conmigo.*

*En general, le estoy agradecido a la **vida** que me ha dado el don de estar vivo, sano y feliz.*

# CONTENIDO

<b>1. Generalidades.....</b>	<b>1</b>
1.1 Conceptos básicos de petrofísica .....	1
1.1.1 Porosidad .....	1
1.1.2 Permeabilidad .....	6
1.1.3 Relación entre porosidad y permeabilidad .....	9
1.1.4 Compresibilidad .....	10
1.2 Área de estudio .....	12
1.3 Trabajos previos.....	12
1.4 Justificación .....	15
1.5 Hipótesis .....	16
1.6 Objetivo .....	16
1.6.1 General.....	16
1.6.2 Particulares .....	16
<b>2. Marco geológico .....</b>	<b>17</b>
2.1 Apertura y desarrollo del Golfo de México del Triásico al Jurásico .....	18
2.1.1 Rift del Triásico Superior-Jurásico Medio .....	19
2.1.2 Etapa de Drift durante el Jurásico Tardío.....	20
2.2 Paleogeografía del Jurásico Superior en el Noreste de México.....	22
2.3 Litologías durante el Jurásico Superior en el NE de México.....	25
2.4 Geología del área de estudio (Formación La Casita).....	27
<b>3 Metodología .....</b>	<b>30</b>
3.1 Trabajo de campo.....	30
3.2 Trabajo de laboratorio.....	30
3.3 Trabajo de simulación.....	31

<b>4</b>	<b>Resultados y discusión .....</b>	<b>32</b>
4.1	Análisis petrofísico .....	32
4.1.1	Toma de muestras .....	32
4.1.2	Uso de la nucleadora portátil y cortadora de núcleos .....	33
4.1.3	Uso del Porosímetro .....	35
4.1.4	Resultados de porosidad .....	40
4.1.5	Medición de compresibilidad .....	47
4.2	Simulación del modelo en COMSOL Multiphysics .....	53
4.2.1	Simulación de un yacimiento petrolero .....	53
4.2.2	COMSOL Multiphysics.....	54
4.2.3	Modelo de flujo de Aceite Negro ( <i>Black Oil</i> ) .....	54
4.2.4	Generación del modelo .....	57
4.2.4.1	Parámetros iniciales.....	57
4.2.4.2	Geometría del yacimiento, pozo horizontal y fracturas .....	58
4.2.4.3	Ecuaciones de flujo de fluidos .....	59
4.2.4.4	Malla.....	59
4.2.5	Resultados de la simulación .....	62
4.2.5.1	Ajuste de la curva de producción .....	62
4.2.5.2	Perfil de presión .....	64
4.2.5.3	Direcciones de flujo del fluido .....	66
4.2.5.4	Porcentaje de flujo hacia la fractura .....	68
<b>5</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>70</b>
<b>6</b>	<b>Referencias bibliográficas .....</b>	<b>71</b>
<b>7</b>	<b>Referencias de páginas de internet.....</b>	<b>75</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Diferentes tipos de arreglos de porosidad (Adaptada de Sánchez Corona, 2012).	3
<b>Figura 2.</b> Histograma y gráfica de la frecuencia acumulativa para la distribución de porosidad en una formación sedimentaria. Note la distribución "normal" Chierici, 1994).	4
<b>Figura 3.</b> Tendencias de la porosidad de las arcillas de diferentes partes del mundo con respecto a la profundidad. (1) Ciscaucasia, Rusia. (2) Compilación del Paleógeno y Cuaternario. (3) Pensilvánico y Pérmico, Oklahoma, EU. (4) Paleógeno, Japón. (5) Paleógeno, Venezuela. (6) Paleógeno, Costa del Golfo, EU. (7) Japón. (8) Compilación de las principales localidades de los números 3 y 5. (9) y (10) Paleógeno, Costa del Golfo, EU (Deming, 2002).	5
<b>Figura 4.</b> Rangos de valores para la porosidad efectiva en porcentaje (Adaptada de Schwartz & Zhang, 2003).	6
<b>Figura 5.</b> Efectos del material de cementación de arcilla en la porosidad y permeabilidad (Adaptada de Tiab & Donaldson, 2004).	7
<b>Figura 6.</b> Porcentaje de permeabilidad para rocas y sedimentos (Adaptada de Deming, 2002).	9
<b>Figura 7.</b> Permeabilidad en función de la porosidad, tamaño de grano y distribución (sorting). Cada símbolo corresponde a un tamaño de grano en particular, y las líneas punteadas rojas conectan del mismo modo los paquetes sorteados. La permeabilidad incrementa con el tamaño de grano y el grado de sorting. Cada punto representa un valor promedio de la porosidad y permeabilidad (Nolen-Hoeksema, 2014).	10
<b>Figura 8.</b> Mapa del área de estudio.	13
<b>Figura 9.</b> Afloramiento que contiene lutitas carbonosas para el objeto de estudio	14

**Figura 10.** Etapas de la evolución tectónica en el Golfo de México. (a-c) Período de un rifting continental del Triásico Tardío al Jurásico Temprano (190-170 Ma) en dirección NW-SE entre las placas de Norteamérica y Yucatán-Sudamérica. Las cruces de color negro representan la GCMA (Anomalía Magnética de la Costa del Golfo, por sus siglas en inglés) que muestra un cinturón magmático que hizo erupción durante las etapas tempranas del rifting. (d) Más hacia el término de la fase de rifting en el Jurásico Medio, una gran capa gruesa de sal fue depositada a lo largo de la cuenca sobreponiéndose al área del rift de la corteza continental. (e) Durante el Jurásico Tardío, la dirección de la extensión cambió de NW-SW a más al norte-sur cuando el Bloque de Yucatán comenzó a rotar en una dirección antihoraria e inició la formación de la Transformante Principal Occidental (WMT, por sus siglas en inglés) a lo largo del margen continental de México. La apertura de la corteza oceánica en la parte central del Golfo de México separó la cuenca salina en dos mitades (Adaptada de Nguyen & Mann, 2016). ..... 21

**Figura 11.** Reconstrucción paleogeográfica del NE de México para el Kimmeridgiano medio. Desarrollo de una plataforma siliciclástica e inicio de una sedimentación de prodelta en el área de Saltillo-Monterrey (Miembro La Muralla de la Formación La Casita). Abreviaturas: CLP: Cuenca de La Popa; CP: Cuenca de Parras; CS: Cuenca de Sabinas; CB: Cuenca de Burgos; SMO: Sierra Madre Oriental; MM: Mar Mexicano; So: Saltillo; Mty: Monterrey; Mm: Montemorelos; Ry: Rayones; PP: Potrero Prieto; Gal: Galeana; It: Iturbide; Lin: Linares, Tn: General Terán (Adaptada de Ocampo-Díaz et al., 2008). ..... 23

**Figura 12.** Reconstrucción paleogeográfica del NE de México para el Tithoniano. Máxima extensión del delta en el Jurásico; sedimentación del miembro San Pablo de la Fm. La Casita en el área Saltillo-Monterrey. Abreviaturas: CLP: Cuenca de La Popa; CP: Cuenca de Parras; CS: Cuenca de Sabinas; CB: Cuenca de Burgos; SMO: Sierra Madre Oriental; MM: Mar Mexicano; So: Saltillo; Mty: Monterrey; Mm: Montemorelos; Ry: Rayones; PP: Potrero Prieto; Gal: Galeana; It: Iturbide; Lin: Linares, Tn: General Terán (Adaptada de Ocampo-Díaz et al., 2008)..... 24

**Figura 13.** Columna estratigráfica del Noreste de México (Ocampo-Díaz et al.)..... 25

<b>Figura 14.</b> Mapa del área de estudio. La leyenda muestra las diferentes litologías, además de los puntos de muestreo (Modificado del Servicio Geológico Mexicano, 2008). .....	27
<b>Figura 15.</b> Afloramiento de lutita negra con plegamiento de tipo Chevrón. ....	28
<b>Figura 16.</b> Afloramiento de lutita negra. ....	28
<b>Figura 17.</b> Perfil estratigráfico de la Fm. La Casita. Se muestran los puntos del afloramiento donde se tomaron muestras para su análisis .....	29
<b>Figura 18.</b> Diagrama que muestra las actividades que se realizaron para la tesis. ....	31
<b>Figura 19.</b> A) Punto de muestreo del afloramiento de lutita negra. B) Muestras de lutita negra que se utilizaron para perforar posteriormente. ....	32
<b>Figura 20.</b> Nucleadora portátil que se utilizó para perforar las muestras de roca. ....	33
<b>Figura 21.</b> Método de perforación de manera paralela y perpendicular a la estratificación de la roca. ....	33
<b>Figura 22.</b> Imagen que indica las direcciones paralela y perpendicular a la estratificación (Modificado de Tiab & Donaldson, 2004) .....	34
<b>Figura 23.</b> Cortadora de núcleos para obtener las medidas necesarias.....	34
<b>Figura 24.</b> Muestra de núcleo una vez perforado y cortado. ....	35
<b>Figura 25.</b> Porosímetro SII-PERM1 .....	35

<b>Figura 26.</b> Se muestran los dos cilindros o contenedores conectados. El contenedor de la derecha tiene una presión y volumen conocido; mientras que el de la izquierda contiene la muestra de roca donde se conoce la presión pero no el volumen.....	36
<b>Figura 27.</b> Manga o porta núcleos (color negro) que lleva el núcleo y a su vez se introduce en el cilindro de mayor tamaño. ....	37
<b>Figura 28.</b> Volante que ejerce la presión al inyectar agua mediante un pistón. La presión es medida mediante el manómetro digital. ....	38
<b>Figura 29.</b> Bomba de vacío.....	38
<b>Figura 30.</b> Contenedor en donde se inyectó gas de un compresor, en donde se tiene un control de volumen y presión.....	39
<b>Figura 31.</b> Imagen que muestra el transmisor de presión para registrar los datos y está conectado a una laptop que contiene el software. ....	39
<b>Figura 32.</b> Interfaz del software del Porosímetro que proporciona los resultados petrofísicos. En este caso es el ejemplo del análisis de un núcleo. ....	40
<b>Figura 33.</b> Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de los primeros cinco núcleos de la parte superior de la columna y en dirección paralela a la estratificación. ....	41
<b>Figura 34.</b> Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de cuatro núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	42



<b>Figura 35.</b> Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de los primeros cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección paralela a la estratificación.....	43
<b>Figura 36.</b> Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de cinco núcleos de la parte inferior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	44
<b>Figura 37.</b> Promedio de la porosidad efectiva y las barras de error de nueve núcleos de la parte superior de la columna estratigráfica. ....	46
<b>Figura 38.</b> Promedio de la porosidad efectiva y las barras de error de diez núcleos de la parte inferior de la columna estratigráfica. ....	47
<b>Figura 39.</b> Compresibilidad de grano en función de la presión de confinamiento para cinco núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación.....	48
<b>Figura 40.</b> Compresibilidad de grano en función de la presión de confinamiento de cuatro núcleos perforados de la parte superior del perfil y en dirección perpendicular a la estratificación.....	49
<b>Figura 41.</b> Compresibilidad de grano en función de la presión de cinco núcleos de la parte inferior del perfil y en dirección paralela a la estratificación. ....	50
<b>Figura 42.</b> Compresibilidad de grano en función de la presión de confinamiento de cinco núcleos de la parte inferior del perfil y en dirección perpendicular a la estratificación.....	51
<b>Figura 43.</b> Promedio de la compresibilidad de grano y las barras de error de nueve núcleos de la parte superior del perfil estratigráfico.....	52

<b>Figura 44.</b> Promedio de la compresibilidad de grano y las barras de error de 10 núcleos de la parte superior del perfil estratigráfico.....	53
<b>Figura 45.</b> Flujo radial hacia un pozo cuyo yacimiento es de geometría cúbica.....	55
<b>Figura 46.</b> Diagrama de flujo que representa la metodología que utiliza Comsol Multiphysics para generar el modelo físico.....	57
<b>Figura 47.</b> Geometría del yacimiento, pozo y las fracturas hidráulicas en forma de elipsoides. ....	59
<b>Figura 48.</b> Selección de la ecuación Coefficient Form PDE. ....	60
<b>Figura 49.</b> Forma general Coefficient Form PDE. ....	60
<b>Figura 50.</b> Variables que se introducen en la ecuación: Diffusion Coefficient (c) y Damping or Mass Coefficient ( $d_a$ ). Las demás variables son cero.....	61
<b>Figura 51.</b> Ejemplo de la malla utilizada para el yacimiento. ....	61
<b>Figura 52.</b> Malla tipo más fino (finer) dentro de las fracturas.....	62
<b>Figura 53.</b> Comparación entre la producción de la prueba real y el flujo calculado en Comsol Multiphysics. ....	63
<b>Figura 54.</b> Resultados de la simulación mostrando los perfiles de presión en las coordenadas XYZ en unidades de psi (libras por pulgada cuadrada).....	64
<b>Figura 55.</b> Vista 2D en el plano YZ del perfil de presión (psi). ....	65
<b>Figura 56.</b> Vista 2D en el plano XY del perfil de presión (psi). ....	65

<b>Figura 57.</b> Perfil de presión en la vecindad de la fractura (psi).....	66
<b>Figura 58.</b> Vista 3D de las direcciones de flujo en el yacimiento. La longitud de las flechas está normalizada y no representa la magnitud del flujo. ....	67
<b>Figura 59.</b> Vista 2D en el plano XY de las direcciones de flujo hacia las fracturas. La longitud de las flechas está normalizada y no representa la magnitud del flujo. ....	67
<b>Figura 60.</b> Vista 3D de las direcciones de flujo hacia el pozo. La longitud de las flechas está escalada logarítmicamente. Existen direcciones de flujo en la matriz pero son relativamente muy pequeñas porque el flujo hacia el pozo es mayor que en el resto del yacimiento .....	68
<b>Figura 61.</b> Porcentaje de producción a través de las fracturas hidráulicas. ....	69

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Valores de porosidad efectiva (%) de cinco núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección paralela a la estratificación .....	41
<b>Tabla 2.</b> Valores de porosidad efectiva (%) de cuatro núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	42
<b>Tabla 3.</b> Valores de porosidad efectiva (%) de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna, en dirección paralela a la estratificación. ....	43
<b>Tabla 4.</b> Valores de porosidad efectiva (%) de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	44
<b>Tabla 5.</b> Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cinco núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección paralela a la estratificación. ....	45
<b>Tabla 6.</b> Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cuatro núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	45
<b>Tabla 7.</b> Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección paralela a la estratificación. ....	46
<b>Tabla 8.</b> Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	47
<b>Tabla 9.</b> Compresibilidad de grano de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cinco núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación. ....	48
<b>Tabla 10.</b> Compresibilidad de grano de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cuatro núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	49

<b>Tabla 11.</b> Compresibilidad de grano de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación. ....	50
<b>Tabla 12.</b> Compresibilidad de grano de roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	50
<b>Tabla 13.</b> Datos estadísticos de la compresibilidad de cinco núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación. ....	51
<b>Tabla 14.</b> Datos estadísticos de la compresibilidad de cuatro núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	52
<b>Tabla 15.</b> Datos estadísticos de la compresibilidad de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación. ....	52
<b>Tabla 16.</b> Datos estadísticos de la compresibilidad de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación. ....	53
<b>Tabla 17.</b> Parámetros de entrada. Algunos datos son reales de un yacimiento en el NE de México y otros son estimados por el porosímetro y cálculos matemáticos. ....	58
<b>Tabla 18.</b> Parámetros estimados y reportados con sus respectivos valores y unidades. ....	63
<b>Tabla 19.</b> Datos de la producción total y en las fracturas en un lapso de 13 días. Además del porcentaje de la producción de las fracturas con respecto a la total. ....	69

## Resumen

El objetivo de este trabajo es la caracterización petrofísica de rocas de lutita de la Formación La Casita (Kimmeridgiano-Tithoniano, Sierra Madre Oriental) en afloramientos del noreste de México. Se obtendrán parámetros de porosidad y compresibilidad por medio de pruebas de laboratorio, específicamente en un Porosímetro de alta presión. Esto con la finalidad de obtener datos que ayuden a establecer un modelo de flujo y de presión en el software COMSOL Multiphysics para la interpretación de pruebas presión en un yacimiento del Noreste de México. El *rifting* del Mesozoico medio fue fundamental para el desarrollo en la parte noreste del país de una secuencia sedimentaria del Jurásico Tardío, que incluye lutitas negras del Kimmeridgiano-Tithoniano. Durante este periodo, se acumularon potentes espesores de lutitas gasíferas y ricas en materia orgánica. Posteriormente, se concentra la generación de hidrocarburos tanto de gas como de aceite, debido a su proceso de madurez termal y a las condiciones geológico-estructurales favorables. Actualmente esta unidad es considerada como una de las principales rocas potencialmente explotable como yacimiento de hidrocarburos no convencionales en el norte del país y en gran parte del Golfo de México. Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico múltiple, para inducir el flujo de fluidos desde la matriz al pozo. Además de las direcciones del flujo del fluido (aceite) a través de la matriz y las fracturas (bilineal), se determinan los perfiles de presiones y se evalúa la producción que entra hacia las fracturas hidráulicas generadas, para después calcular el porcentaje de acuerdo a la producción total.

## **Abstract**

The objective of this work is the petrophysical characterization of shale rocks of the La Casita Formation in the outcrops of the northeast of Mexico. Porosity and compressibility parameters are obtained through laboratory tests, specifically in a high-pressure porosimeter. In order to obtain the data to establish a flow and pressure model in the software COMSOL Multiphysics for the interpretation of the pressure tests in a reservoir in the northeast of Mexico. Middle Mesozoic rifting was fundamental in the development of a Late Jurassic sedimentary sequence in the northeastern part of the country, including Kimmeridgian-Tithonian black shales. During this period, powerful thicknesses of shales gas and rich in organic matter were accumulated. Subsequently, the hydrocarbon generation of both gas and oil is concentrated by a thermal maturity process and the favorable geological-structural conditions. Currently, this unit is considered as one of the main potentially exploitable rocks as an unconventional hydrocarbon reservoir in the north of the country and in most of the Gulf of Mexico. Shale oil and shale gas are defined as a petroleum system of organically rich and low permeability clayey rocks, which are at the same time generator, storage, trap and seal rocks. For the system to function as reservoir it is required to create permeability through horizontal wells with multiple hydraulic fractures to induce the flow of fluids from the matrix to the well. In addition to determining the directions of the oil flow through the matrix and the fractures, the pressure profiles are established and the hydraulic fracture production is evaluated, then the percentage is calculated according to the total production.

## **1. Generalidades**

La petrofísica es el estudio de las propiedades de las rocas y su interacción con los fluidos (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas). En el caso de los yacimientos petroleros, la litología que puede acumular hidrocarburos debe contener una red tridimensional de poros interconectados para almacenar los fluidos y permitir su movimiento dentro del yacimiento. Por lo tanto, la porosidad de las rocas y su permeabilidad son las propiedades físicas más importantes con respecto al almacenamiento y transporte de fluidos. El conocimiento detallado de estas dos propiedades para cualquier yacimiento, junto con las propiedades de los fluidos, es fundamental para un eficiente desarrollo, manejo y predicción a futuro del comportamiento del campo petrolero (Tiab & Donaldson, 2004).

### **1.1 Conceptos básicos de petrofísica**

En el presente trabajo se han utilizado términos petrofísicos tales como porosidad, permeabilidad y compresibilidad, los cuales son dependientes de la roca y no del fluido. Estos parámetros son los que se han obtenido durante el análisis experimental de muestras de lutita negra de la Formación La Casita (Kimmeridgiano-Tithoniano, Sierra Madre Oriental). Por tal motivo, en primera instancia se definen estos conceptos de acuerdo a lo documentado en la literatura especializada.

#### **1.1.1 Porosidad**

La porosidad ( $\phi$ ), según Deming (2002), es la fracción o porcentaje del espacio vacío en una roca o sedimento y tiene dos componentes: una matriz sólida y un fluido que llena los espacios vacíos entre los granos de la matriz. Chierici (1994) definió la porosidad con la siguiente relación:



$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (1)$$

Donde  $V_p$  es el total del volumen vacío en un volumen total  $V_b$  de la roca. La porosidad representada como fracción de volumen solo es usada en cálculos específicos, por lo que es más general representarla en forma porcentual.

Los poros dentro del volumen de una roca pueden o no estar totalmente interconectados (Chierici, 1994). Por esta razón existen dos tipos de porosidad:

- *porosidad total* ( $\phi$ ) la cual comprende todos los espacios vacíos en la roca, y
- *porosidad efectiva* ( $\phi_e$ ) que incluye solamente los espacios vacíos interconectados.  $\phi_e$  es el espacio poroso útil por el cual el fluido puede ser extraído.

Chierici (1994) también clasificó a la porosidad en términos del origen del espacio poroso:

- *porosidad primaria*, la cual se presenta al mismo tiempo de la depositación y es una característica sedimentaria original.
- *porosidad secundaria*, cuya definición es el espacio vacío creado después de la depositación. Esto puede ser causado por el fracturamiento (especial en carbonatos), disolución (agujeros de gusano, vugulos) y recristalización (dolomitización).

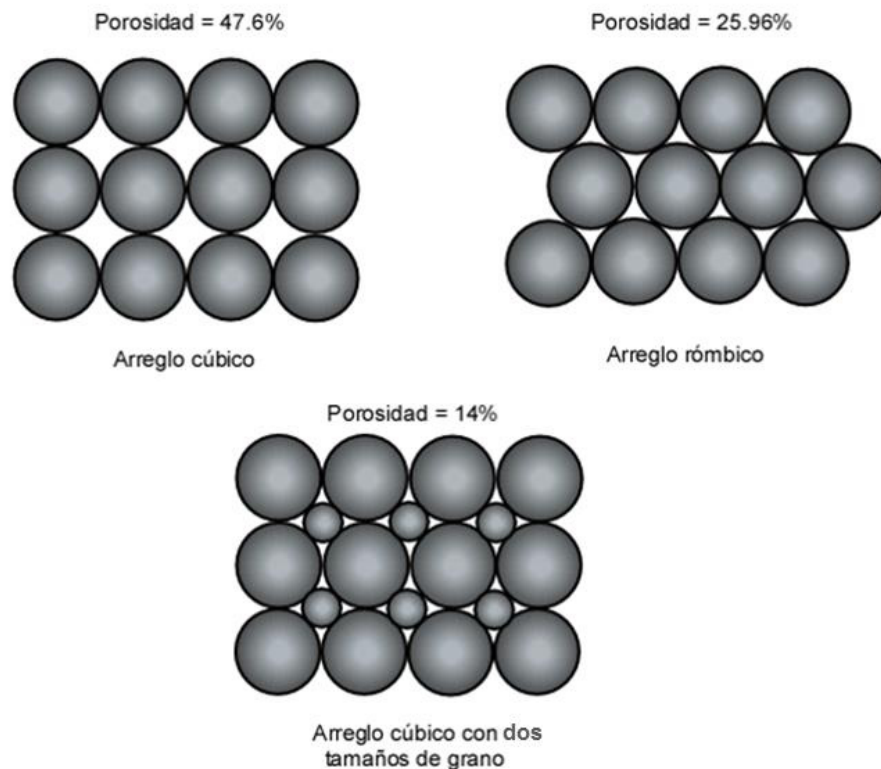
El tipo de poro más común en rocas sedimentarias es intergranular. Para rocas en donde domina este efecto (arenas), la porosidad efectiva se acerca mucho a la porosidad total. Sin embargo, en rocas altamente cementadas o con vugulos (por ejemplo la caliza) existe una gran variación entre la porosidad efectiva y la total. En lutitas, la porosidad total puede alcanzar el 40%, pero la porosidad efectiva es usualmente menor al 2%. En general, la porosidad en rocas no fracturadas está en el rango de 5 a 30% y en la mayoría de los casos no es menor al 20% (Sánchez Corona, 2012).

El arreglo o empaquetamiento compacto de los minerales también influye en la porosidad. Para el arreglo cúbico el porcentaje de porosidad ronda los 47.6%; mientras que uno tipo rómbico es de 25.96%. Aquí se aprecia que este tipo de arreglo es más cerrado que el cúbico. En dado caso que existan dos tamaños de grano en un mismo arreglo, el porcentaje

de porosidad disminuye ya que los granos pequeños en ocasiones ocupan los poros que se generan entre los granos de mayor tamaño (Sánchez Corona, 2012). En la Figura 1 se reporta un ejemplo de estos tipos de empaquetamientos.

En una roca sedimentaria bien definida, la distribución de  $\phi$  será aproximadamente Gaussiana (Figura 2). Sin embargo, las variaciones locales en el ambiente deposicional y/o la diagénesis puede dar lugar a distribuciones asimétricas (Chierici, 1994).

Algo importante que menciona Deming (2002) es que al incrementar la profundidad, la porosidad en la roca tiende a disminuir, esto debido al mecanismo de compactación y procesos químicos tales como la disolución y posteriormente la precipitación y cementación. A profundidades típicas de pozos petroleros (alrededor de 3 km), los intervalos de porosidad van del 2 al 3% en rocas arcillosas, como se muestra en la Figura 3.

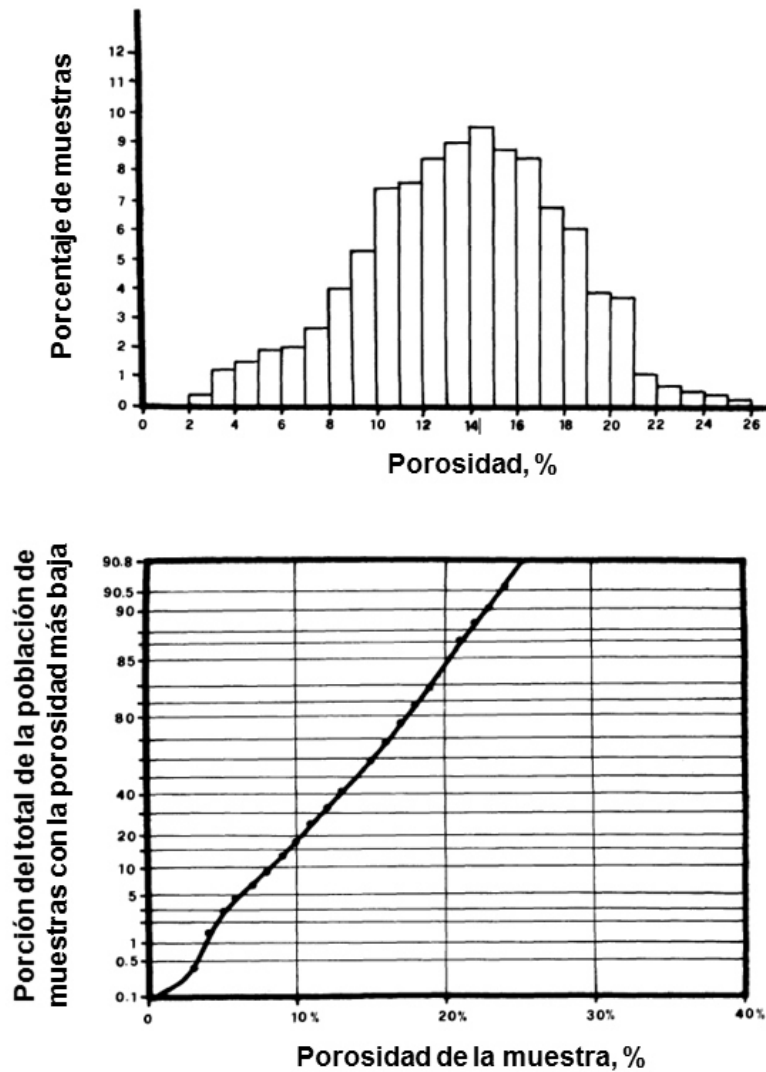


**Figura 1.** Diferentes tipos de arreglos de porosidad (Adaptada de Sánchez Corona, 2012).

La porosidad de las arcillas tiende a decrecer exponencialmente con el incremento de la profundidad (Deming, 2002),

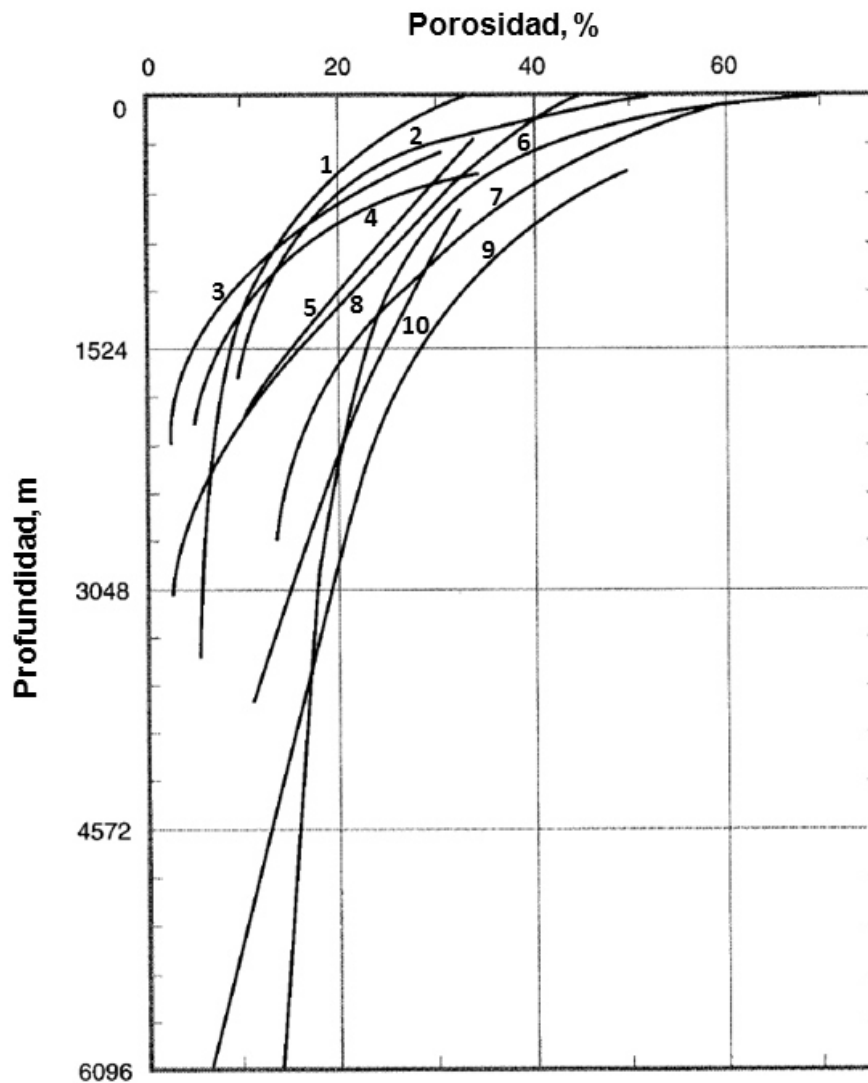
$$\phi(z) = \phi_0 e^{-bz} \quad (2)$$

Donde  $z$  (m) es la profundidad,  $\phi_0$  (adimensional) es la porosidad inicial,  $e$  (adimensional) es la base del logaritmo natural, y  $b$  ( $m^{-1}$ ) es una constante (Figura 3).



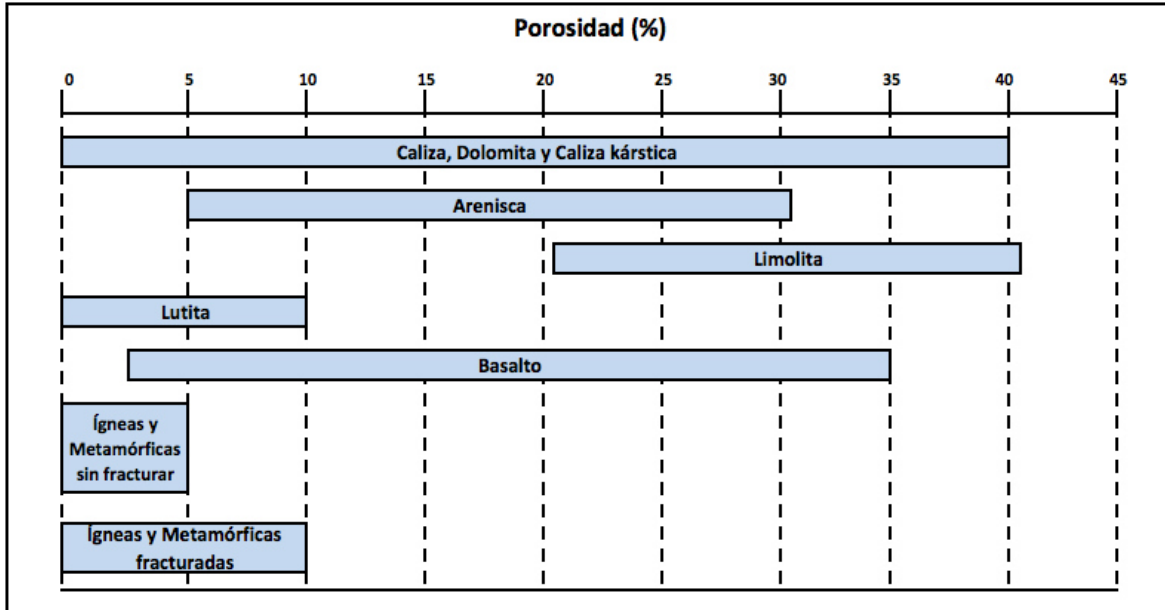
**Figura 2.** Histograma y gráfica de la frecuencia acumulativa para la distribución de porosidad en una formación sedimentaria. Note la distribución "normal" Chierici, 1994).

En la Figura 4 se muestran rangos de valores de porosidad de los diferentes tipos de rocas (sedimentaria, ígnea y metamórfica), donde se aprecia que las calizas, dolomitas, areniscas y limolitas tienen una porosidad alta (alrededor de 40%), mientras que las de menos porosidad son las lutitas, las cuales serán objeto de estudio para esta tesis.



**Figura 3.** Tendencias de la porosidad de las arcillas de diferentes partes del mundo con respecto a la profundidad. (1) Ciscaucasia, Rusia. (2) Compilación del Paleógeno y Cuaternario. (3) Pensilvánico y Pérmico, Oklahoma, EU. (4) Paleógeno, Japón. (5) Paleógeno, Venezuela. (6) Paleógeno, Costa del Golfo, EU. (7) Japón. (8) Compilación de las principales localidades de los números 3 y 5. (9) y (10) Paleógeno, Costa del Golfo, EU (Deming, 2002).

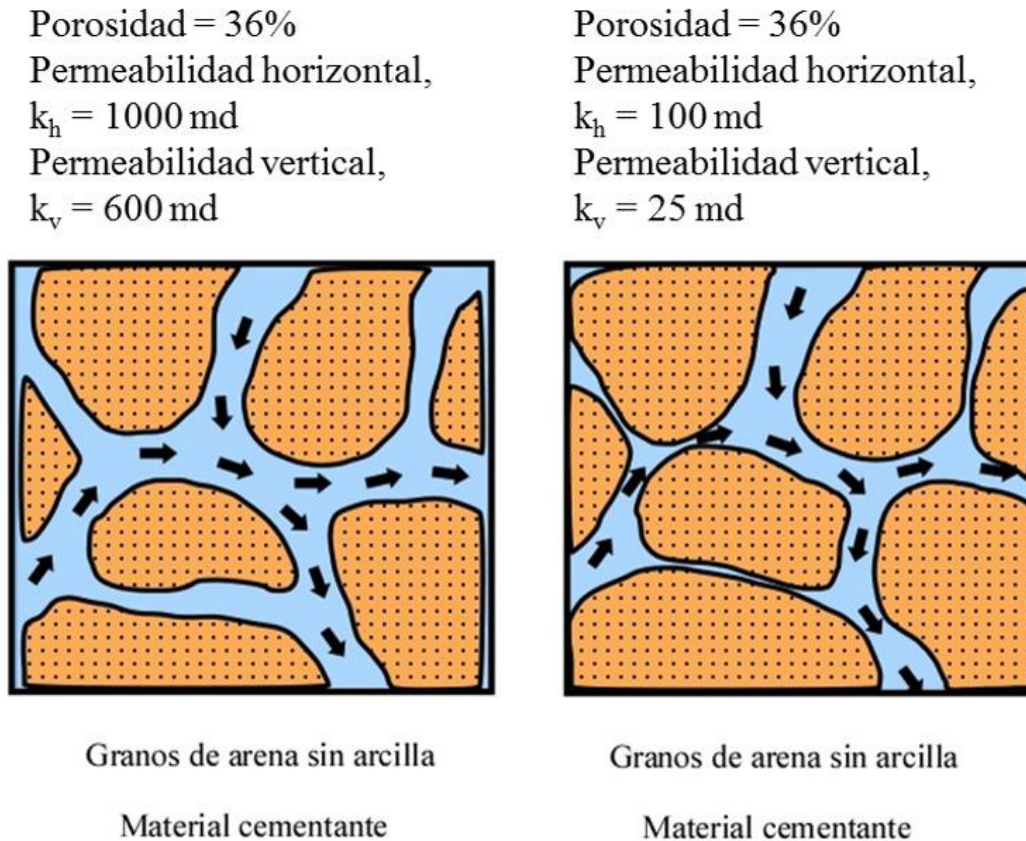
Para este trabajo la porosidad efectiva se ha obtenido a partir del análisis de núcleos en el laboratorio. Otra manera de estimar el parámetro es a partir de registros geofísicos, tal como los de tipo sísmico, densidad y neutrón (Sánchez Corona, 2012).



**Figura 4.** Rangos de valores para la porosidad efectiva en porcentaje (Adaptada de Schwartz & Zhang, 2003).

### 1.1.2 Permeabilidad

Además de ser porosa, la roca de un yacimiento petrolero debe tener la capacidad de permitir el paso de los fluidos a través de sus poros interconectados. Esta propiedad de la roca se denomina permeabilidad y depende de la porosidad efectiva. Por consiguiente, ésta es afectada por el tamaño y la forma del grano, su distribución (*sorting*), el empaquetamiento y el grado de consolidación y cementación. Mientras que la compactación y cementación generalmente reducen la permeabilidad, como se muestra en la Figura 5, con el fracturamiento y la solución tiende a incrementarse (Tiab & Donaldson, 2004).



**Figura 5.** Efectos del material de cementación de arcilla en la porosidad y permeabilidad (Adaptada de Tiab & Donaldson, 2004).

Darcy desarrolló una ecuación para el flujo de fluido, la cual se ha convertido en una de las herramientas matemáticas estándar de la ingeniería petrolera. Esta ecuación es expresada de la siguiente forma:

$$u = \frac{q}{A_c} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (3)$$

donde:

$u$  = velocidad del fluido, cm/s.

$q$  = gasto del flujo,  $\text{cm}^3/\text{s}$ .

$k$  = permeabilidad de la roca porosa, Darcy.

$A_c$  = área de la sección transversal de la roca,  $\text{cm}^2$ .

$\mu$  = viscosidad del fluido, centipoise (cP).

$l$  = longitud de la muestra de roca, cm.

$\frac{dp}{dl}$  = gradiente de presión en la dirección del flujo, atm/cm.

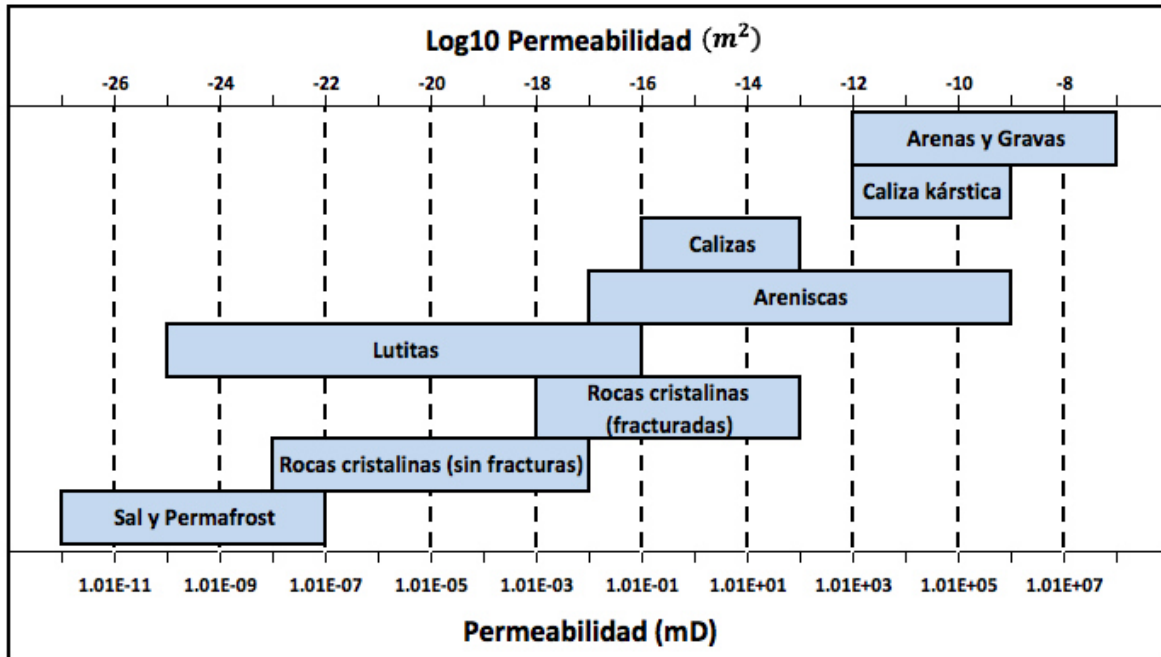
Tiab & Donaldson (2004) establecieron que un Darcy es relativamente una alta permeabilidad. Sin embargo, la mayoría de las rocas de un yacimiento petrolero muestran valores menores a un Darcy, por lo que la unidad ampliamente usada en la industria del petróleo es el milidarcy (mD).

$$1 \text{ D} = 0.986923 \mu\text{m}^2 \approx 1 \mu\text{m}^2$$

$$1 \text{ mD} = 0.9869233 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \approx 10^{-3} \mu\text{m}^2$$

La permeabilidad no se debe confundir con la movilidad o la conductividad hidráulica. La movilidad es la permeabilidad del medio dividido por la viscosidad dinámica del fluido fluyendo a través del medio. La conductividad hidráulica, o transmisividad, es la descarga o velocidad del flujo de fluido a través de un medio y es igual al flujo del volumen de un fluido que pasa a través de una sección transversal durante un intervalo de tiempo, eso dividido por el área de dicha sección (Nolen-Hoeksema, 2014).

Para Deming (2002) este parámetro de las rocas y sedimentos varía en 16 órdenes de magnitud (Figura 6). La permeabilidad de las gravas bien distribuidas (*sorting*) está alrededor de  $10^{-17} \text{ m}^2$ , mientras que la permeabilidad en rocas cristalinas no fracturadas y lutitas, halitas y fallas con relleno, puede ser menor que  $10^{-23} \text{ m}^2$ .



**Figura 6.** Porcentaje de permeabilidad para rocas y sedimentos (Adaptada de Deming, 2002).

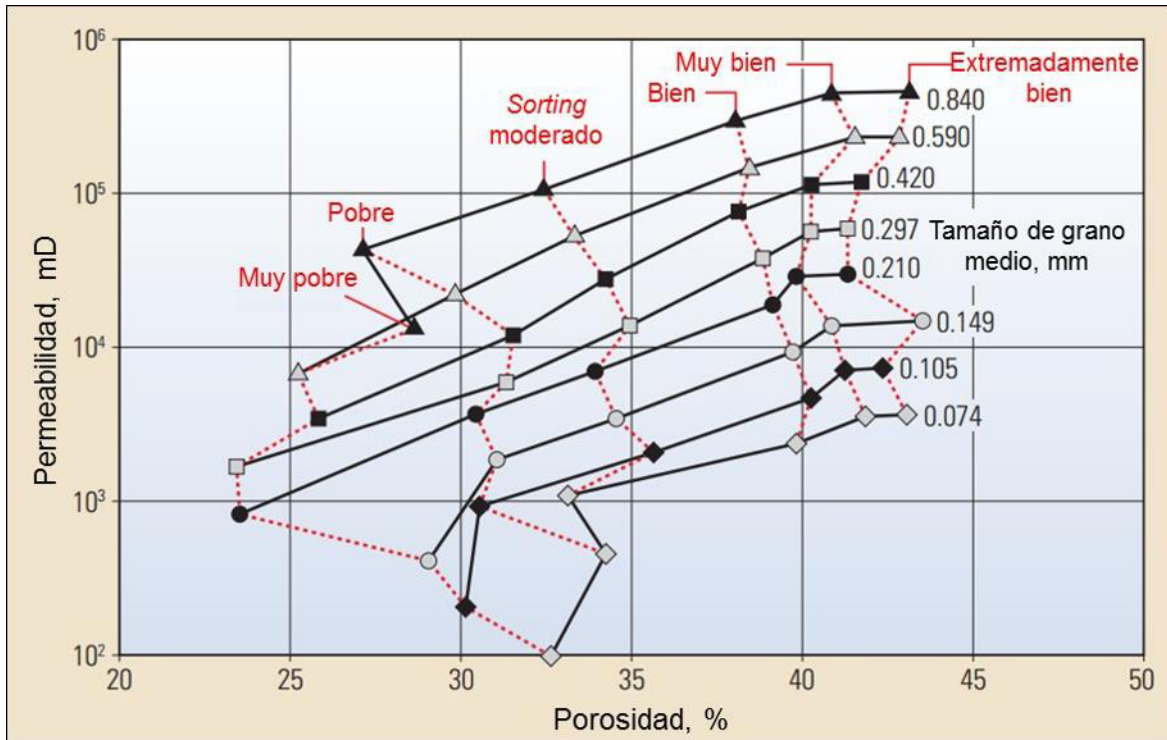
### 1.1.3 Relación entre porosidad y permeabilidad

En muchos materiales, la permeabilidad es casi directamente proporcional a la porosidad. Sin embargo, esto no es una regla absoluta. Los factores geológicos y texturales determinan la magnitud de la permeabilidad aumentando o disminuyendo el área de la sección transversal del espacio de poro abierto (Nolen-Hoeksema, 2014). Como se mencionó antes, la forma del grano y de cómo está distribuido (*sorting*) son factores importantes que afectan esta propiedad petrofísica (Figura 7). No es una regla que la tendencia entre la permeabilidad y la porosidad sea totalmente lineal por más que sea una formación muy uniforme y homogénea.

Tiab & Donaldson (2004) hicieron referencia a que es posible tener una muy alta porosidad pero con una permeabilidad casi nula, tal es el caso de la pumita (también llamada piedra pómez) donde la porosidad efectiva es cercana a cero. También ejemplos similares incluyen las arcillas y lutitas. Un comportamiento inverso a esto, es decir, una alta



permeabilidad con baja porosidad puede ser factible, por ejemplo en los carbonatos microfracturados.



**Figura 7.** Permeabilidad en función de la porosidad, tamaño de grano y distribución (*sorting*). Cada símbolo corresponde a un tamaño de grano en particular, y las líneas punteadas rojas conectan del mismo modo los paquetes sorteados. La permeabilidad incrementa con el tamaño de grano y el grado de *sorting*. Cada punto representa un valor promedio de la porosidad y permeabilidad (Nolen-Hoeksema, 2014).

#### 1.1.4 Compresibilidad

Como ya se había mencionado, la roca del yacimiento está sujeta a la presión de sobrecarga de los estratos. Al mismo tiempo, el fluido dentro de los espacios porosos ejerce una presión opuesta (Chierici, 1994).

Se define como compresibilidad de la formación al cambio relativo de volumen poroso, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen. Es decir,

$$C_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} \quad (4)$$

donde  $C_f$  es la compresibilidad de la formación y  $V_p$  el volumen de poros a temperatura constante.

Algunos autores denominan a  $C_f$  como la compresibilidad de la roca (Bidner, 2001). En varios artículos y libros colocan en esta ecuación un signo negativo, esto es a fin de que la compresibilidad sea positiva para una disminución de volumen que resulta con el incremento mecánico de la presión.

Se han definido tres tipos de compresibilidad (Tiab & Donaldson, 2004):

- *La compresibilidad del poro ( $C_p$ )* es el cambio fraccional en el volumen del poro por unidad de cambio en la presión. La ecuación que la representa es la siguiente:

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} \quad (5)$$

- *La compresibilidad de los granos de la roca ( $C_r$ )* es el cambio fraccional en el constituyente sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión. La siguiente ecuación representa dicha compresibilidad:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \frac{\partial V_r}{\partial P} \quad (6)$$

- *La compresibilidad total de la roca ( $C_b$ )* es el cambio fraccional en el volumen total de la roca de la formación por unidad de cambio en la presión del yacimiento. Su ecuación es la siguiente:

$$C_b = -\frac{1}{V_b} \frac{\partial V_b}{\partial P} \quad (7)$$

donde

$C_p$  = compresibilidad de poro,  $\text{psi}^{-1}$ .

$C_r$  = compresibilidad de la matriz de la roca,  $\text{psi}^{-1}$ .

$C_b$  = compresibilidad total de la roca,  $\text{psi}^{-1}$ .

$V_p$  = volumen de poro,  $\text{cm}^3$ .

$V_r$  = volumen de la matriz de la roca,  $\text{cm}^3$ .

$V_b$  = volumen total de la roca,  $\text{cm}^3$ .

$P$  = presión de poro,  $\text{psi}$ .

## **1.2 Área de estudio**

El área de estudio se encuentra ubicada aproximadamente a 8 km de la localidad Agua Dulce, en la carretera de Montemorelos-Rayones, Nuevo León (Figura 8), en la Sierra Madre Oriental. En este punto se encuentra un afloramiento de lutita carbonosa de la Formación La Casita (Figura 9), la cual será objeto de estudio para esta tesis.

## **1.3 Trabajos previos**

Es importante señalar que en la literatura existe información petrográfica, geocronológica y geoquímica de lutitas de la Formación La Casita. Sin embargo, no existe documentación sobre la petrofísica de esta litología. A continuación se mencionan algunos trabajos que se han realizado sobre esta unidad en la región.

Michalzik & Schumann (1994) efectuaron un estudio sobre las relaciones de litofacies y la paleoecología de esta Formación en el NE de México. Su principal propósito fue proporcionar información estratigráfica a través de la Sierra Madre Oriental y complementarla a las secciones previamente reportadas.

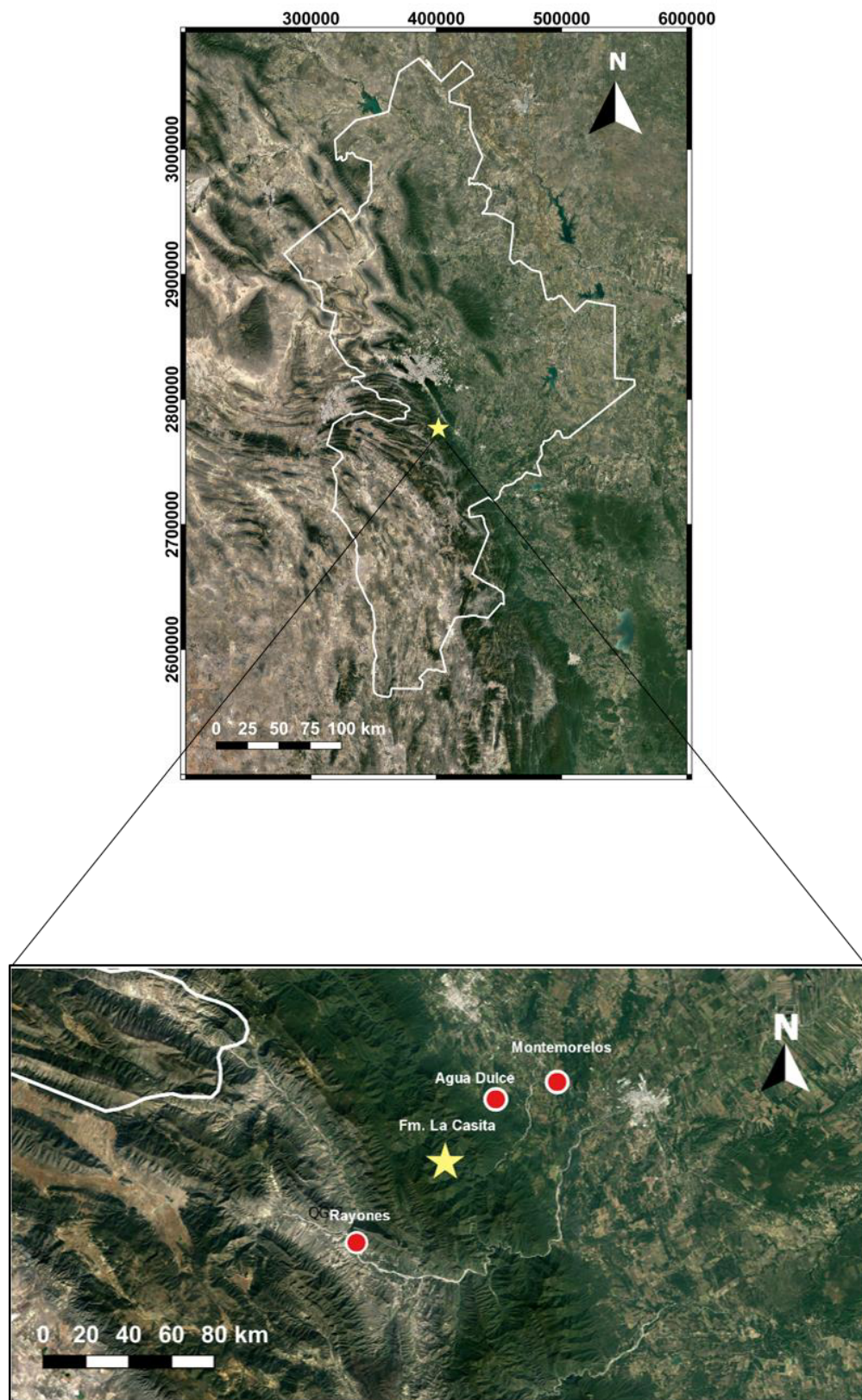


Figura 8. Mapa del área de estudio.



**Figura 9.** Afloramiento que contiene lutitas carbonosas para el objeto de estudio

(Coordenadas: 14R 401772 E, 2776781 N).

Adatte et al. (1996) realizaron análisis de microfacies, micropaleontología, macropaleontología, estudios mineralógicos y análisis isotópico sobre las formaciones La Casita y Taraises en las secciones en San Pedro del Gallo (en la Cuenca de Durango), Puerto Piñones y Sierra de Jabalí (en la parte occidental del antiguo Golfo de México) y en Iturbide (NE de la Sierra Madre Oriental). En el área de Iturbide (cerca del área de estudio), estos autores mencionaron que la Formación La Casita se compone de lutitas de color negro y amarillo, limolitas, areniscas fosfáticas calcáreas y concreciones calcáreas intercaladas.

También existen trabajos de tesis de licenciatura y posgrado referentes a esta Formación. López-Medina (2010) en su tesis de licenciatura realizó un estudio mineralógico y geoquímico de la Fm. La Casita en el área de Potrero Prieto, Galeana, N.L. López-Medina mencionó que, de acuerdo al índice de variabilidad composicional (CVI, *compositional variability index*), los sedimentos lutíticos reflejan un estado cercano a la madurez. Considerando el índice de alteración química (CIA, *chemical alteration index*), las lutitas negras de la Formación La Casita se pueden dividir en tres grupos: (1) sedimentos inmaduros ( $CIA < 50\%$ ), (2) sedimentos en estado cercano a la madurez ( $CIA = 50-70\%$ ) y (3) sedimentos maduros ( $CIA > 70\%$ ). En la tesis de doctorado de Ocampo-Díaz (2011) realizó

una interpretación tectono-sedimentaria de las intercalaciones clásticas que presentan edades del Jurásico Tardío al Cretácico Temprano, aflorantes en la Cuenca de Sabinas y en la Fosa de Monterrey.

Ocampo-Díaz et. al. (2013) integraron estudios petrográficos y de geocronología de circones detríticos de la Fm. La Casita (Fosa de Monterrey) a fin de establecer área fuente. Los autores de este trabajo contribuyeron al conocimiento de la evolución petrográfica de las cuencas relacionadas a procesos extensivos (*rift*) y transformantes o transcurrentes, y en consecuencia relacionadas a movimientos de desplazamiento lateral o del tipo que favorecen el desarrollo de cuencas de tipo de desplazamiento a rumbo (*strike-slip*) y *pull-apart*. Mencionaron que La Formación La Casita incluye arenita lítica y arenita feldespática (Q<sub>52</sub>F<sub>27</sub>L<sub>21</sub>, con un nivel de confianza del 99 %) depositadas en un ambiente de arco disectado o de transición continental (Qm<sub>52</sub>F<sub>64</sub>L<sub>14</sub>; con un nivel de confianza del 99 %). El análisis petrográfico de areniscas de la Formación la Casita dentro de la fosa de Monterrey indica una procedencia muy compleja que involucra rocas metamórficas de grado medio a alto, andesita, riolita, granito o granodiorita, caliza, arenisca y lutita.

## 1.4 Justificación

En la literatura no existen disponibles datos petrofísicos de lutita negra para la Formación La Casita. Generar esta información es de mucha utilidad en el estudio de análogos de yacimientos petroleros. En especial de porosidad efectiva y compresibilidad de la roca.

Estos datos serán utilizados para generar un modelo computacional en COMSOL Multiphysics a fin de interpretar pruebas de presión. Los resultados del estudio petrofísico y de simulación en un yacimiento análogo del tipo no convencional serán de gran utilidad para entender el comportamiento del flujo del aceite a través de la matriz y las fracturas hidráulicas inducidas. Además, sería posible establecer una estimación del porcentaje de producción (barriles por día) que generarían dichas fracturas.



## **1.5 Hipótesis**

La caracterización petrofísica de lutitas negras facilita la interpretación de pruebas de presión en yacimientos de shale gas/oil con multifracturamiento hidráulico, debido a que se reduce el número de incógnitas (grados de libertad).

## **1.6 Objetivo**

### **1.6.1 General**

Efectuar la caracterización petrofísica de lutita negra de la Formación La Casita (Sierra Madre Oriental) y la interpretación de pruebas de presión para un yacimiento petrolero multifracturado.

### **1.6.2 Particulares**

- Estimación de la petrofísica (porosidad efectiva y compresibilidad de la roca) de la Formación La Casita (lutita negra) utilizando un Porosímetro estándar.
- Generar un modelo utilizando el software COMSOL Multiphysics para un yacimiento con un pozo horizontal y múltiples fracturas transversales.
- Utilizar la petrofísica de la Formación La Casita para interpretar pruebas de presión en un yacimiento similar (Formación Pimienta) en el NE de México.
- Determinar las direcciones del flujo de fluido (aceite) en la matriz y fracturas.
- Estimar el porcentaje de producción que fluye a través de las fracturas hidráulicas.

## 2. Marco geológico

Las rocas sedimentarias representan alrededor del 5% (en volumen) de los 16 km externos de la corteza terrestre. Sin embargo, cubren el 75% de los continentes. Éstas generalmente se clasifican, de acuerdo a su origen, en (a) detríticas o clásticas, (b) químicas o no clásticas y (c) bioquímicas. Las rocas sedimentarias de interés en este estudio son de tipo detrítico, que se definen como una acumulación de material que se origina y es transportado en forma de clastos sólidos derivados de la meteorización mecánica y química. Estas rocas, ordenadas por tamaño de clasto creciente, pueden ocurrir como lutita, arenisca y conglomerado o brecha (Tarbuck et al., 2005).

Las lutitas son rocas de grano fino (arcilla y limo) con un tamaño de partícula menor a 1/256 milímetros. Su composición química depende de la naturaleza de la roca fuente y de los procesos fisicoquímicos, tales como intemperismo, transporte, sorteo y diagénesis. Por otra parte, el término lutita negra (*black shale*), se define como una lutita de coloración oscura que contiene materia orgánica y minerales de arcilla y limo que fueron acumuladas en conjunto (Tourtelot, 1979). Este tipo de rocas comúnmente contienen 2-10% de carbón orgánico. La mayoría de las lutitas negras son marinas y pueden estar distribuidas en miles de kilómetros cuadrados de área.

Las lutitas negras son importantes para la economía de los combustibles naturales del mundo debido a que, junto con el carbón, constituye el más importante yacimiento de compuestos orgánicos en la corteza terrestre. La degradación en condiciones anóxicas de la materia orgánica puede generar hidrocarburos líquidos y gaseosos entrampados en la misma roca debido a su baja permeabilidad, lo que da lugar a los yacimientos no convencionales de lutitas (Tourtelot, 1979).

El volumen de gas y aceite almacenados en una lutita depende de: (1) la cantidad de espacio poroso vacío, (2) la cantidad de materia orgánica presente, (3) la presión de yacimiento y, (4) la madurez térmica de la roca (Longoria Treviño, 2015).

Los factores antes mencionados propician el inicio de un sistema petrolero, es decir, la generación de hidrocarburos desde la roca madre. Estudios geoquímicos indican que, el



petróleo que se produce en México ha sido generado desde lutitas y calizas arcillosas negras del Jurásico Superior y, en menor proporción, a partir de lutitas del Paleógeno y Cretácico (González & Quiñones, 1992).

En el Noreste de México los depósitos marinos comenzaron durante el Oxfordiano con las evaporitas de la Formación Minas Viejas, como resultado de la extensión asociada a la apertura del Golfo de México (Buchy et al., 2003). El Jurásico Tardío representa un período de transgresión gradual, la mayor parte del Noreste de México fue cubierta por lutitas marinas de grano fino y limolitas de las Formaciones La Caja y Pimienta (Kimmeridgiano-Berriasiano Medio) en facies marinas profundas. La Formación La Casita (Kimmeridgiano Tardío-Hauteriviano) representa un período de mayor influjo clástico en el NE de México (Goldhammer & Johnson, 2001).

Desde un punto de vista del sistema petrolero, la apertura y el desarrollo del Golfo de México es de alta relevancia, debido a que fue importante en los procesos para la generación de hidrocarburos. A continuación se detalla este proceso de evolución geológica.

## **2.1 Apertura y desarrollo del Golfo de México del Triásico al Jurásico**

La evolución geológica del Noreste mexicano se ha relacionado con la apertura y desarrollo del Golfo de México (GOM) a partir del Triásico. Este tema es fundamental para comprender el origen de subcuencas petroleras de alta importancia económica en esta zona.

La región del GOM y del Caribe ha evolucionado en gran parte dentro o adyacente al área creada por la separación de Norteamérica, Sudamérica y África desde el rompimiento de Pangea en el Jurásico (Pindell & Kennan, 2001).

El GOM representa una cuenca de margen divergente del Mesozoico, la cual se formó relacionada a la separación (*rifting*) de Pangea, seguida de un rompimiento, la expansión del piso oceánico, la migración de diversas placas tectónicas y una subsidencia termal (Goldhammer & Johnson, 2001). Cabe mencionar que la cinemática exacta del *rifting* del Mesozoico y la formación de la corteza oceánica en el GOM continúa siendo un tema de

debate (Nguyen & Mann, 2016), aunque diversos autores han llegado a ciertos acuerdos conforme a las principales etapas de dicha evolución, las cuales se describen a continuación:

### 2.1.1 Rift del Triásico Superior-Jurásico Medio

El proceso de *rift* continental que ocurrió durante el Triásico-Jurásico (Figura 10a-10c) en la parte occidental de Pangea (Norteamérica, el bloque de Yucatán y Sudamérica), se ha relacionado a la fragmentación y separación de este supercontinente. Este proceso ha sido evidenciado por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por *grabens* estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, 1991).

La posición estratigráfica de los lechos rojos en el GOM meridional sugiere que su edad de depósito varía desde el Triásico Tardío hasta después del Calloviano. Esto probablemente se debió a un depósito contemporáneo de la sal en la cuenca, mientras que en los bordes de la misma se depositaban lechos rojos (Padilla y Sanchez, 2007).

Goldhammer & Johnson (2001) mencionaron que la etapa de *rifting* duró hasta el Oxfordiano Temprano (Figura 10c), donde la subsidencia se limita a la transición de *rift* a *drift* en 158.5 Ma. La posición del bloque de Yucatán antes de la apertura del GOM se traslapó con la costa texana del Golfo.

El avance transgresivo de las aguas hipersalinas, con una circulación sumamente restringida y, quizá también un clima de tipo desértico, favoreció el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central del Golfo de México (Padilla y Sánchez, 2007). Es muy probable que durante la etapa temprana del proceso de *rifting*, la corteza continental sólo haya estado sujeta a hundimientos lentos y a ensanchamiento de los sistemas de *grabens* que poco a poco fueron inundados por las aguas del Pacífico. La evidencia con que se cuenta en la actualidad indica que toda la sal del Golfo de México (Figura 10d) se depositó durante el Calloviano (164-159 Ma) (Salvador, 1991). Pindell & Kennan (2001) argumentaron que conforme fue progresando el *rifting* y la apertura del Atlántico en el Golfo (Bathoniano), el

bloque experimentó una rotación antihoraria de 18° sobre el polo de rotación antes del Oxfordiano (10e).

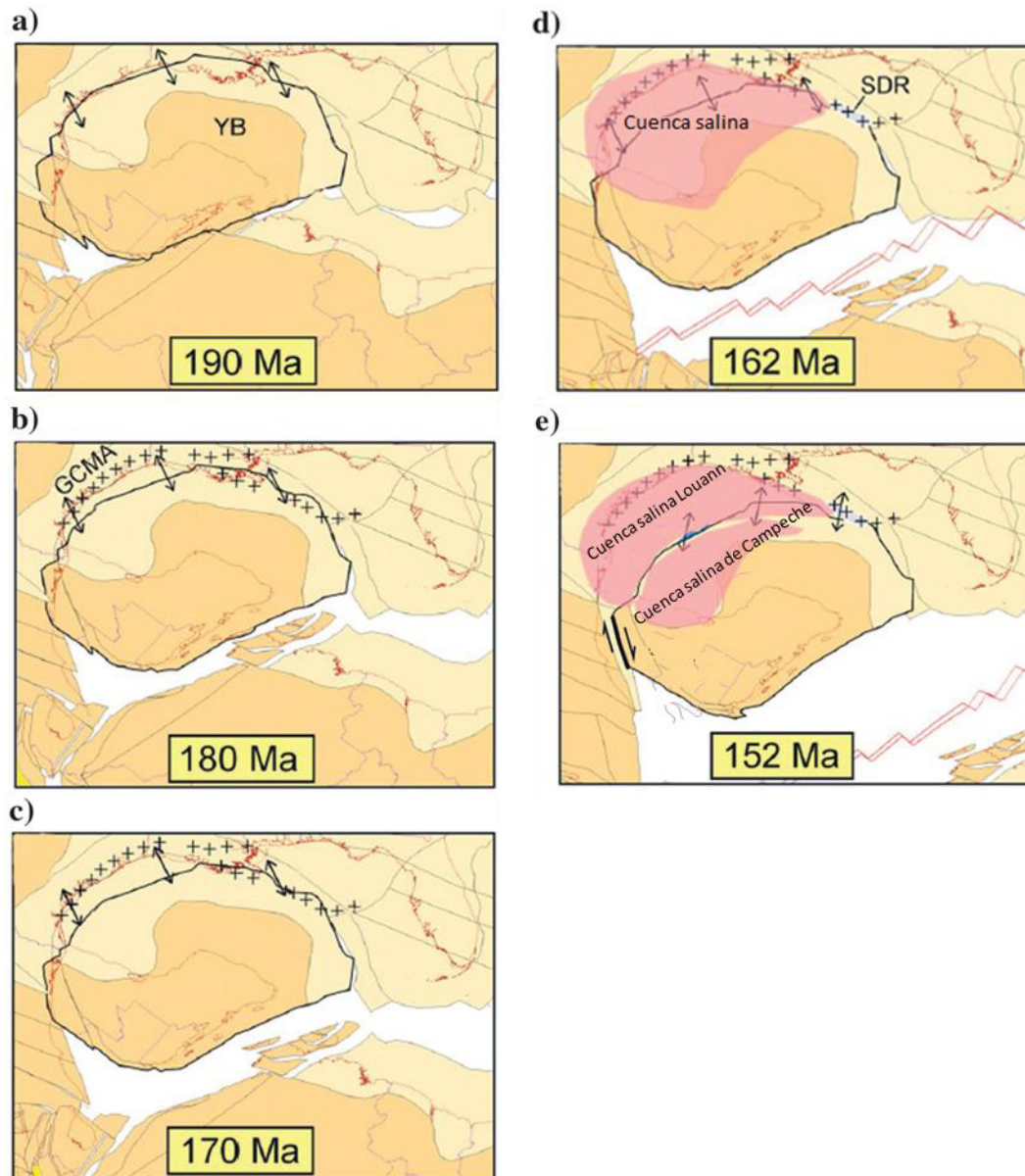
Hudec et al. (2013) mencionan que después del término de la depositación de sal, el *rifting* continuó por otros 7 a 12 Ma antes de que comenzara la extensión del piso oceánico.

### **2.1.2 Etapa de Drift durante el Jurásico Tardío**

Durante el Oxfordiano se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a lo largo de los bordes del protogolfo de México, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma. Además de carbonatos, en el GOM también se depositaron lutitas (Salvador, 1991).

En el periodo Kimmeridgiano-Tithoniano y el Neocomiano (Cretácico Temprano) las márgenes occidentales y del norte del GOM recibieron un aporte importante de clastos terrígenos. La litificación de este material dio lugar a las formaciones La Casita, La Caja y Pimienta en el Noreste, Norte-Centro y Este de México (Michalzik & Schumann, 1994).

La sedimentación del Tithoniano al Berriasiano reflejó principalmente una influencia reducida de los altos de basamento preexistentes, con la excepción del Bloque de Coahuila en el Noreste de México. Ahí, los depósitos clásticos extensos (no marinos a casi costeros-marinos de la Formación La Casita) se derivaron del llenado del Bloque de Coahuila en los bajos deposicionales restantes, mientras que las áreas distales costa fuera del bloque de Coahuila acumularon lutitas y carbonatos de aguas profundas (Formaciones La Caja y Taraises). En ese tiempo, el arco de Tamaulipas y el alto Burro-Salado tuvieron subsidencia y ya no había islas expuestas, y sólo influían indirectamente en la distribución de las facies (Goldhammer & Johnson, 2001).



**Figura 10.** Etapas de la evolución tectónica en el Golfo de México. (a-c) Período de un rifting continental del Triásico Tardío al Jurásico Temprano (190-170 Ma) en dirección NW-SE entre las placas de Norteamérica y Yucatán-Sudamérica. Las cruces de color negro representan la GCMA (Anomalía Magnética de la Costa del Golfo, por sus siglas en inglés) que muestra un cinturón magmático que hizo erupción durante las etapas tempranas del rifting. (d) Más hacia el término de la fase de rifting en el Jurásico Medio, una gran capa gruesa de sal fue depositada a lo largo de la cuenca sobreponiéndose al área del rift de la corteza continental. (e) Durante el Jurásico Tardío, la dirección de la extensión cambió de NW-SW a más al norte-sur cuando el Bloque de Yucatán comenzó a rotar en una dirección antihoraria e inició la formación de la Transformante Principal Occidental (WMT, por sus siglas en inglés) a lo largo del margen continental de México. La apertura de la corteza oceánica en la parte central del Golfo de México separó la cuenca salina en dos mitades (Adaptada de Nguyen & Mann, 2016).

## 2.2 Paleogeografía del Jurásico Superior en el Noreste de México

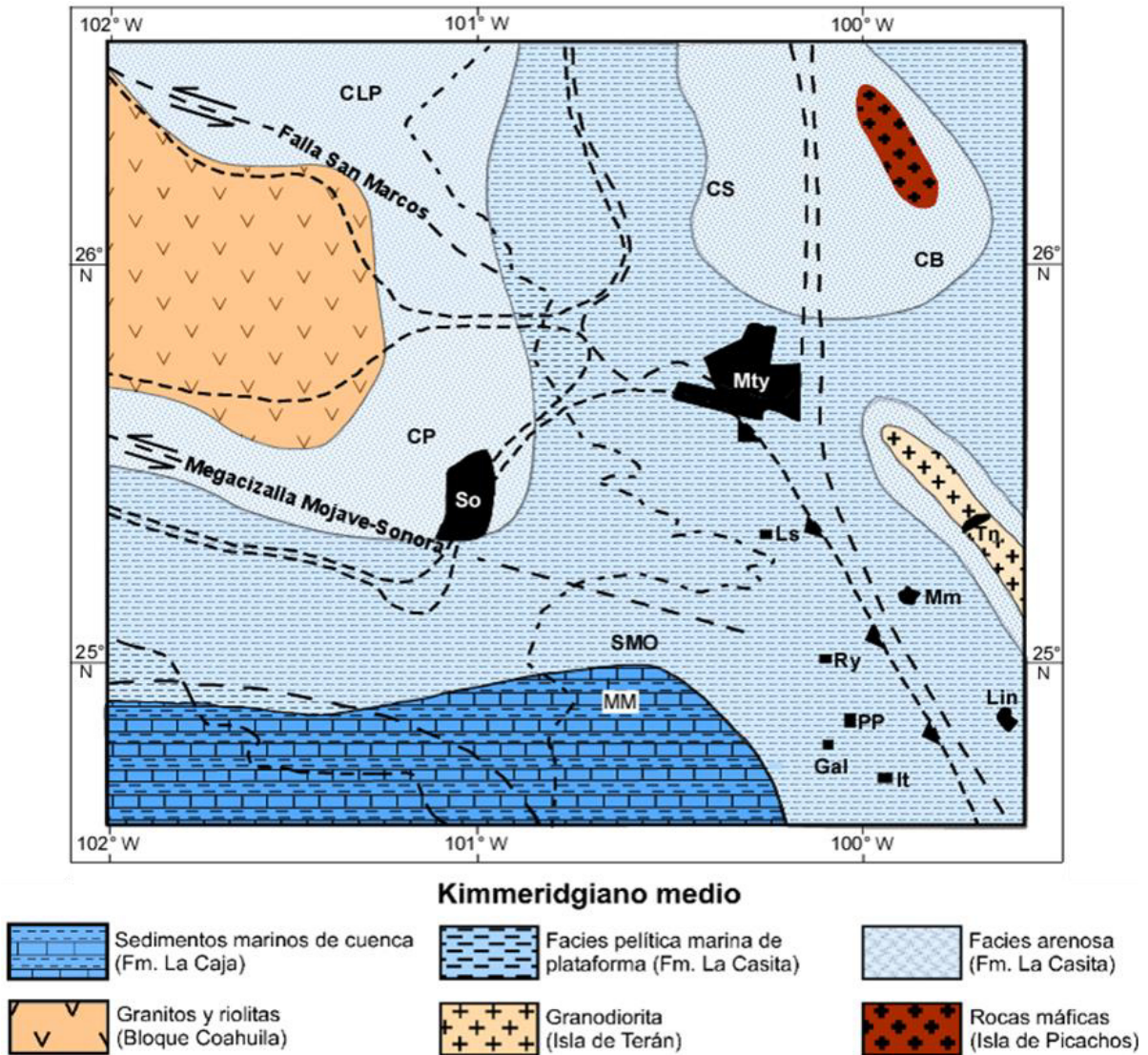
Durante el Jurásico Superior, el Mar de Tetis inundó áreas bajas, extensas y planas, donde se depositaron primero, evaporitas, terrígenos y carbonatos, que formaron amplias plataformas interconectadas entre sí a través de canales, separadas por elementos insulares (Ocampo-Díaz et al., 2008).

Las distribuciones de facies de la Formación La Casita en el área de Monterrey-Salttillo han sido interpretadas como la progradación de un extenso complejo de *fan* delta que tiene su origen en el Bloque de Coahuila (Michalzik & Schumann, 1994).

El Noreste de México durante el Kimmeridgiano Medio Superior (Figura 11) se caracterizó por el depósito de *grainstones* oolíticos y peloidales y además *packstones* depositados en plataformas estables someras bajo condiciones de alta energía (Salvador, 1991). López-Ramos (1981) argumentó que debido a estas condiciones someras es que se estableció un dominio de rocas clásticas (Formaciones La Casita y La Caja) cerca de la Península de Coahuila.

Para el Tithoniano, la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en las cuales aumentó considerablemente la presencia de organismos, probablemente favorecido por un clima templado. En este período hubo una gran extensión de las áreas de plataformas someras (Ocampo-Díaz et al. 2008; Figura 12), en donde ocurrió el depósito de rocas con materia orgánica que constituyen la principal roca generadora de hidrocarburos en el GOM (Padilla y Sanchez, 2007).

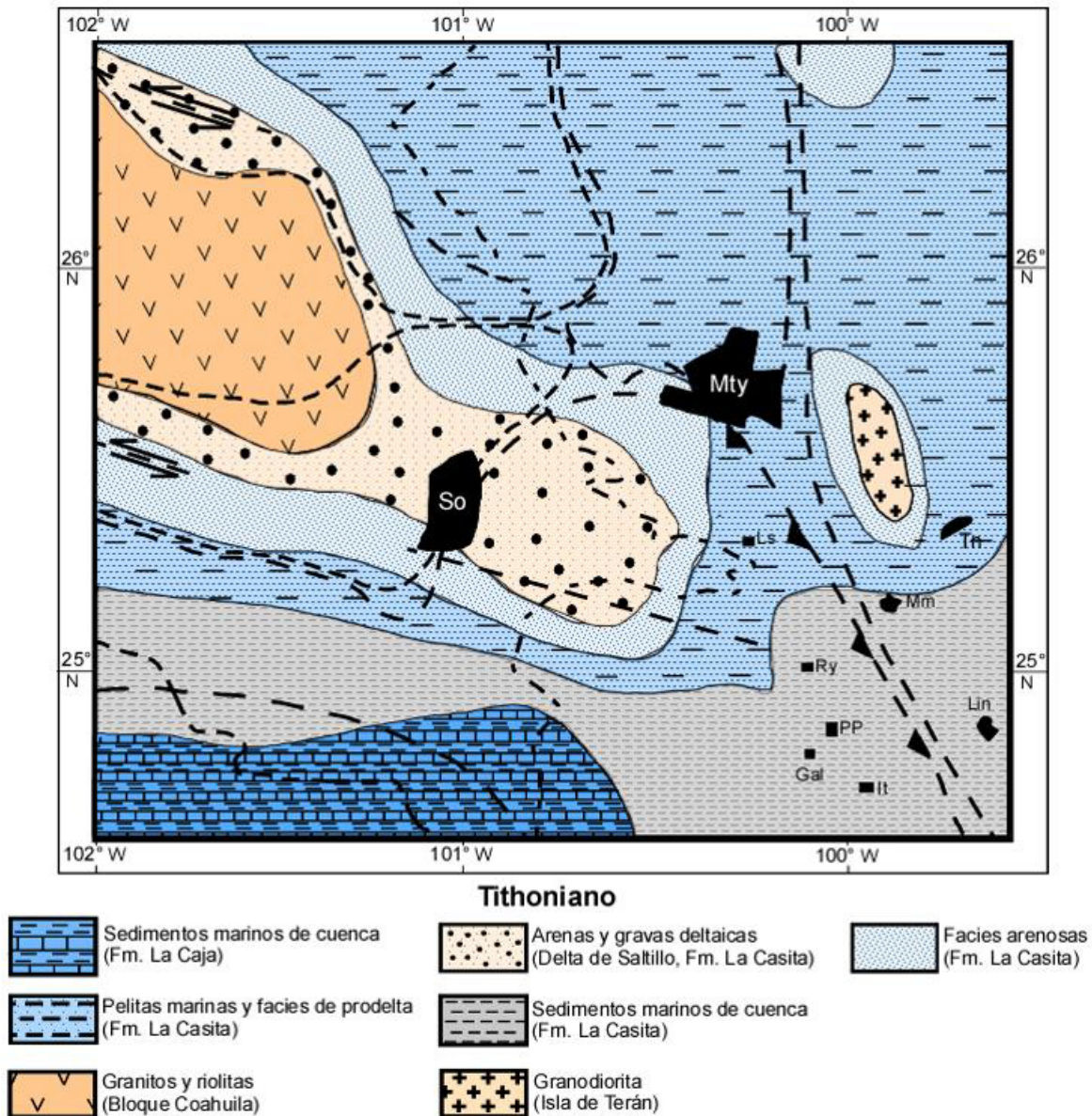
Hacia fines del Tithoniano continuaba la gran invasión de los mares en el GOM. En la parte del Noreste de México, el arco de Tamaulipas fue casi completamente cubierto por el océano y las lutitas caracterizaron la sección de este período (Salvador, 1991).



**Figura 11.** Reconstrucción paleogeográfica del NE de México para el Kimmeridgiense medio. Desarrollo de una plataforma siliciclástica e inicio de una sedimentación de prodelta en el área de Saltillo-Monterrey (Miembro La Muralla de la Formación La Casita). Abreviaturas: CLP: Cuenca de La Popa; CP: Cuenca de Parras; CS: Cuenca de Sabinas; CB: Cuenca de Burgos; SMO: Sierra Madre Oriental; MM: Mar Mexicano; So: Saltillo; Mty: Monterrey; Mm: Montemorelos; Ry: Rayones; PP: Potrero Prieto; Gal: Galeana; It: Iturbide; Lin: Linares, Tn: General Terán (Adaptada de Ocampo-Díaz et al., 2008).

Padilla y Sanchez (2007) estableció que otras islas del occidente del GOM fueron cubiertas por los mares jurásicos, pero permanecieron emergidas la parte Noroeste de la Península de El Burro-Peyotes, la Isla de Coahuila y pequeñas islas en el área de Tampico.





**Figura 12.** Reconstrucción paleogeográfica del NE de México para el Tithoniano. Máxima extensión del delta en el Jurásico; sedimentación del miembro San Pablo de la Fm. La Casita en el área Saltillo-Monterrey. Abreviaturas: CLP: Cuenca de La Popa; CP: Cuenca de Parras; CS: Cuenca de Sabinas; CB: Cuenca de Burgos; SMO: Sierra Madre Oriental; MM: Mar Mexicano; So: Saltillo; Mty: Monterrey; Mm: Montemorelos; Ry: Rayones; PP: Potrero Prieto; Gal: Galeana; It: Iturbide; Lin: Linares, Tn: General Terán (Adaptada de Ocampo-Díaz et al., 2008).

## 2.3 Litologías durante el Jurásico Superior en el NE de México

Las rocas del Jurásico Superior están ampliamente distribuidas y son principalmente de origen marino (Figura 13). Estas formaciones son notables por la uniformidad de sus características litológicas en grandes áreas (Imlay, 1953).

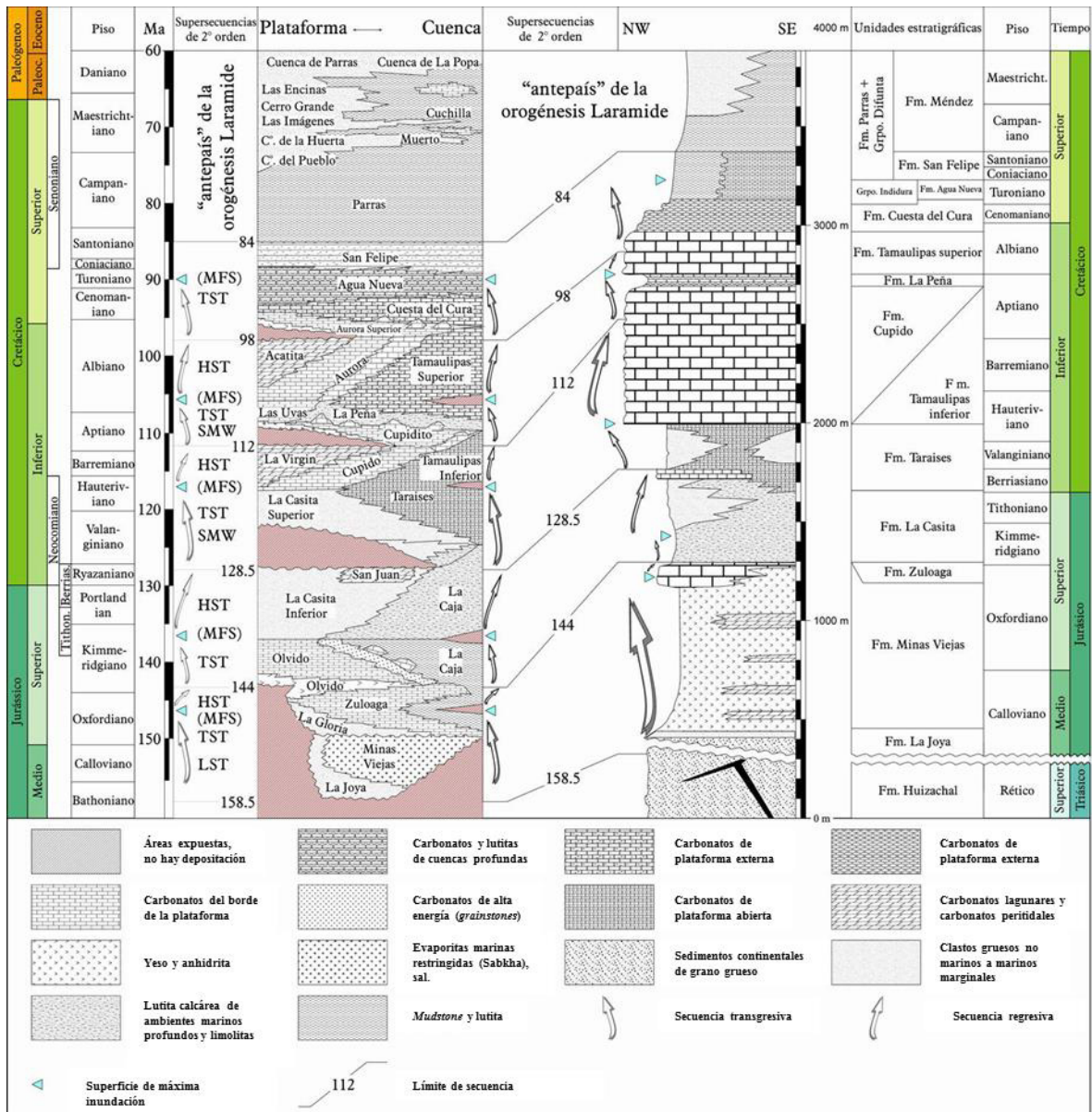


Figura 13. Columna estratigráfica del Noreste de México (Ocampo-Díaz et al.)



La parte superior de la Formación La Casita usualmente consiste de lutitas ricas en materia orgánica y arenosas, así como areniscas calcáreas con niveles de fosforita y concreciones calcáreas (Adatte et al., 1996).

Imlay (1953) definió a la Formación La Casita como facies litorales que consisten de conglomerado, arenisca, lutita, marga, caliza y cantidades menores de carbón y que está caracterizada por sus capas carboníferas y yesíferas. Ha sido identificada en el oriente de Chihuahua, oriente de Durango, sur y centro-oriente de Coahuila, en un pozo en el norte de Nuevo León y en la Sierra Madre Oriental desde la región de Saltillo hacia el sur de Nuevo León (espesor de 200 a 450 m.) y suroeste de Tamaulipas.

El ambiente de depósito de la Formación La Casita es del tipo marino de plataforma. La parte inferior de esta formación está compuesta de lutitas bastante homogéneas. El rango de coloración varía de gris parduzco a negro. La característica principal de estas facies clásticas finas es la presencia de concreciones de carbonatos que producen una excelente fauna de amonites. Además, remanentes de vertebrados y piezas de madera también se han encontrado dentro de estas concreciones de carbonatos bituminosos.

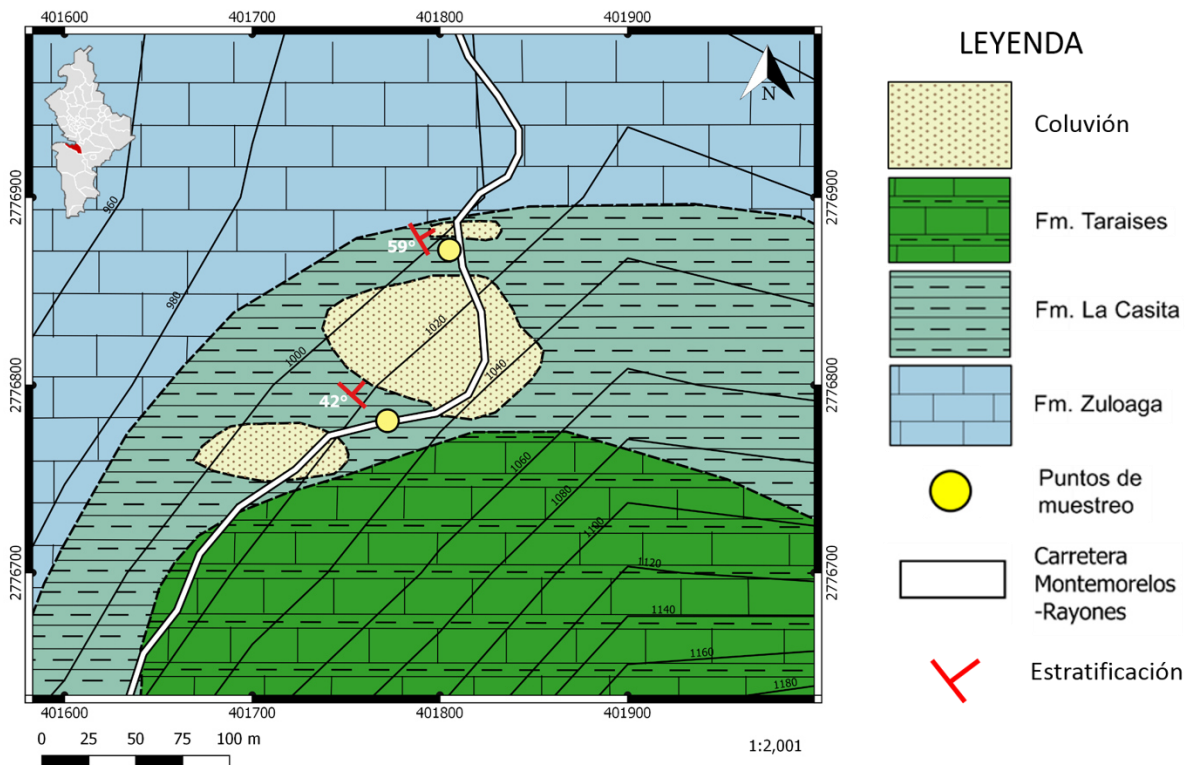
En el Noreste de México, la Formación La Caja es del Kimmeridgiano al Berriasiano medio y consiste en una estratificación rítmica de lutitas calcáreas delgadas, limolitas y arenas finas con calizas delgadas en la base (Salvador, 1991). Padilla y Sánchez (1982) determinó que el espesor de la formación es variable, en un intervalo de 25 a 150 m. También argumenta que fue probablemente depositada en aguas marinas someras y sobre una plataforma muy extensa. Mientras que las lutitas y los carbonatos de aguas someras (Formación La Caja) fueron depositados hacia el sur de la Isla de Coahuila, los carbonatos y lutitas de aguas más profundas (Formación Pimienta) fueron depositados en la parte oriental del Golfo de Salinas y hacia el este del antiguo Archipiélago de Tamaulipas (Padilla y Sánchez, 1982).

La Formación Pimienta está compuesta por calizas densas de color oscuro a gris oscuro y finamente intercaladas en capas claramente definibles, calizas arcillosas, lutitas calcáreas y lutita negra rica en materia orgánica. La característica de esta unidad son los esquistos negros en capas delgadas, lentes y nódulos, además de bentonitas verdes o grises y lutitas bentónicas (Salvador, 1991).

En este trabajo, la unidad a estudiar es la Formación La Casita. En la siguiente sección se describirá las características geológicas de un área en específico.

## 2.4 Geología del área de estudio (Formación La Casita)

En el área de estudio se midió el espesor del afloramiento de lutita negra. En ciertas partes era imposible medir debido a la alta vegetación que presentaba el lugar y de la presencia de material Cuaternario (coluvión) que cubría en gran parte de la unidad (Figura 14). Por esta razón se midió en tres partes dando como resultado un espesor aproximado de 30 m. Los estratos de los dos afloramientos analizados tienen espesores que van de 20 a 40 cm.



**Figura 14.** Mapa del área de estudio. La leyenda muestra las diferentes litologías, además de los puntos de muestreo (Modificado del Servicio Geológico Mexicano, 2008).

En la Figura 15 se muestra el primer afloramiento en donde existe un plegamiento tipo chevron. Se observó que la lutita tiene fracturas rellenas de minerales (calcita) debido a la deformación. En la Figura 16 se observa un afloramiento cuya estratificación tiene una orientación E-W y no hay presencia de deformación.

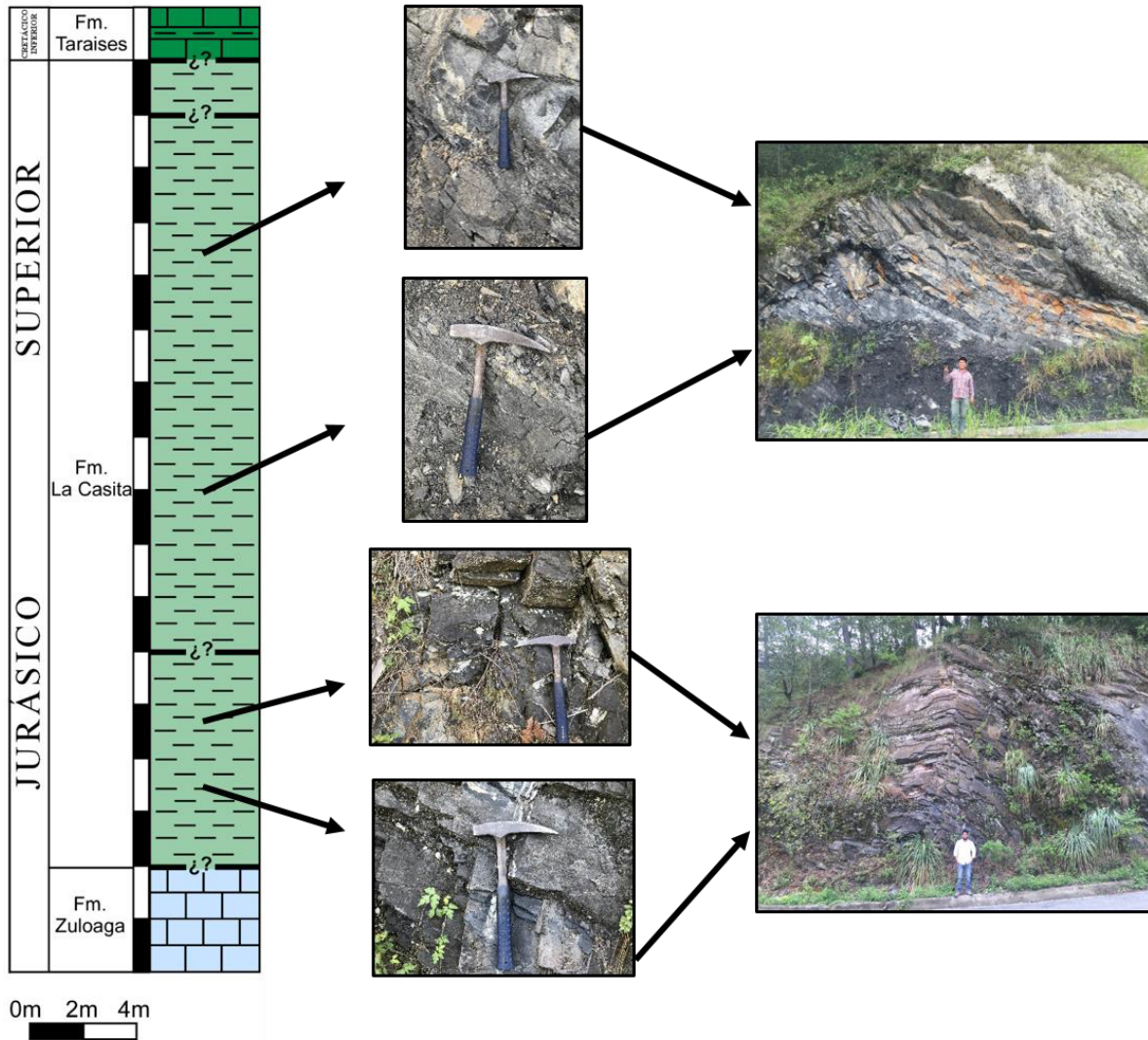


**Figura 15.** Afloramiento de lutita negra con plegamiento de tipo Chevron.  
(Coordenadas: 14R 401805 E, 2776872 N).



**Figura 16.** Afloramiento de lutita negra.  
(Coordenadas: 14R 401772 E, 2776781 N).

En la Figura 17 se observa un perfil estratigráfico de la Formación La Casita donde también se observan los puntos que se muestrearon.



**Figura 17.** Perfil estratigráfico de la Fm. La Casita. Se muestran los puntos del afloramiento donde se tomaron muestras para su análisis



### **3 Metodología**

Para esta tesis se realizó una serie de actividades que conllevan al trabajo de campo, de laboratorio y por último de simulación en el software COMSOL Multiphysics. También se muestra un diagrama resumiendo estas actividades (Figura 18).

#### **3.1 Trabajo de campo**

Se levantó un perfil estratigráfico midiendo los espesores de los estratos de lutita negra (20-40 cm), con un total de 30 m. Se tomaron muestras de roca en diferentes puntos de los dos afloramientos del área de estudio. Se procedió a perforarlas con la nucleadora portátil para obtener 19 núcleos con un diámetro de 1.5 pulgadas (3.81 cm). Nueve núcleos provienen de la parte superior de la columna estratigráfica y los diez restantes son de la parte inferior. Cabe mencionar que el método para perforar fue en dos direcciones: paralelo y perpendicular a la estratificación. Después se utilizó una cortadora con la intención de tener la longitud del núcleo requerida para realizar las pruebas (4-6 cm).

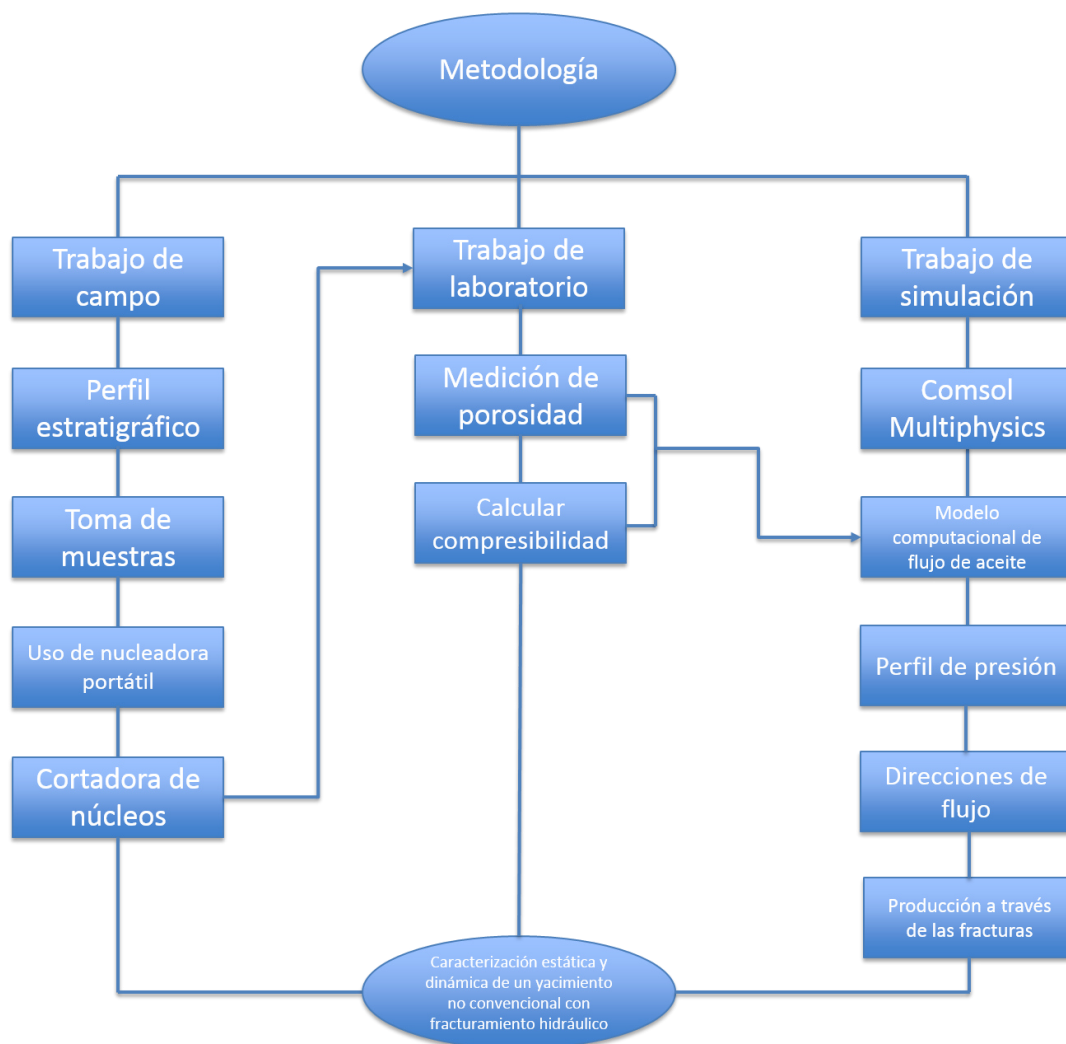
#### **3.2 Trabajo de laboratorio**

Se determinaron parámetros petrofísicos representativos de porosidad utilizando un Porosímetro a altas presiones. El instrumento midió el volumen poroso, volumen de grano y porosidad efectiva de los núcleos mediante el método de la doble celda de la Ley de Boyle.

La compresibilidad de la roca se obtuvo mediante una ecuación matemática a partir de los valores de porosidad. Se realizaron cuatro pruebas a cada uno de los núcleos a distintas presiones de confinamiento para analizar el comportamiento que muestra la roca. Las presiones utilizadas fueron de 500, 1000, 2500 y 5000 psi (libra por pulgada cuadrada).

### 3.3 Trabajo de simulación

Por último, una vez que se contó con los datos petrofísicos, se procedió a desarrollar un modelo computacional de flujo de aceite, utilizando el software COMSOL Multiphysics versión 5.2. Este procedimiento permitió interpretar pruebas de presión en un yacimiento no convencional con un pozo horizontal y múltiples fracturas transversales. Además, por medio del modelo, se pudo graficar el perfil de presión y determinar las direcciones preferenciales del flujo. Finalmente, se efectuó una estimación del porcentaje de producción a través de las fracturas.



**Figura 18.** Diagrama que muestra las actividades que se realizaron para la tesis.

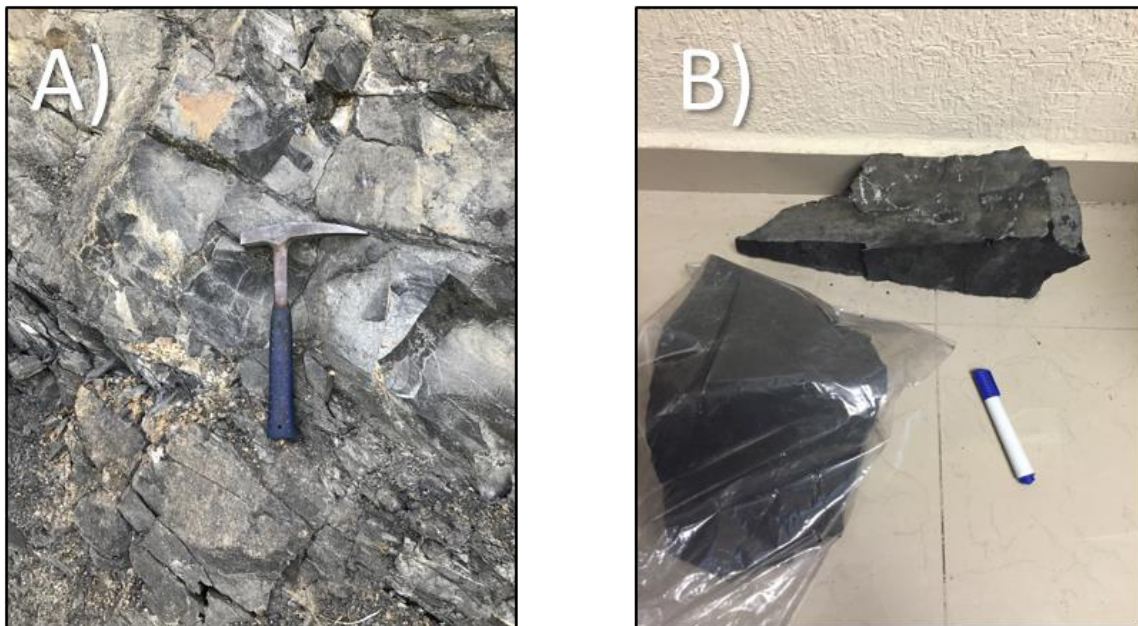
## 4 Resultados y discusión

En esta parte se muestran los resultados petrofísicos que se obtuvieron del Porosímetro, así como los de la simulación en el software COMSOL Multiphysics. Por último, estos resultados se aplicaron para las pruebas de presión. Antes de mostrarlos, se explicarán los métodos con los cuales se llegó al objetivo. Es decir, el tipo de muestreo, el uso de la nucleadora portátil, del Porosímetro y al final de qué trata, para qué sirve y qué parámetros necesita el software COMSOL para poder realizar el modelo de flujo.

### 4.1 Análisis petrofísico

#### 4.1.1 Toma de muestras

Como se mencionó anteriormente, se recolectaron muestras de roca de la Formación La Casita, tal como se observa en la Figura 19.



**Figura 19.** A) Punto de muestreo del afloramiento de lutita negra. B) Muestras de lutita negra que se utilizaron para perforar posteriormente.

#### 4.1.2 Uso de la nucleadora portátil y cortadora de núcleos

Se perforaron las rocas con la nucleadora portátil (Figura 20). Como se mencionó anteriormente, las muestras se perforaron en dos direcciones (Figura 21), con el objetivo observar la diferencia que existe en los resultados dependiendo de la dirección de esfuerzos (Figura 22).

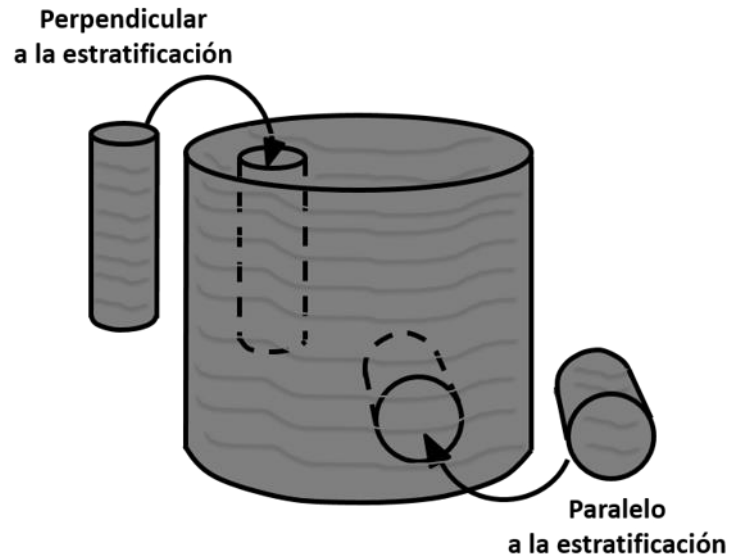


**Figura 20.** Nucleadora portátil que se utilizó para perforar las muestras de roca.



**Figura 21.** Método de perforación de manera paralela y perpendicular a la estratificación de la roca.





**Figura 22.** Imagen que indica las direcciones paralela y perpendicular a la estratificación (Modificado de Tiab & Donaldson, 2004)

Después se utilizó una cortadora (Figura 23) para obtener núcleos con las medidas necesarias para el análisis en el Porosímetro, es decir, de 1.5 pulgadas (3.81 cm) de diámetro y un rango entre 4 y 6 cm de longitud cada uno (Figura 24).



**Figura 23.** Cortadora de núcleos para obtener las medidas necesarias.



**Figura 24.** Muestra de núcleo una vez perforado y cortado.

#### 4.1.3 Uso del Porosímetro

La aplicación de un Porosímetro de la marca SII-PERM1 construido en 2015 (Figura 25) permitió adquirir datos petrofísicos necesarios para introducirlos en el modelo de flujo.

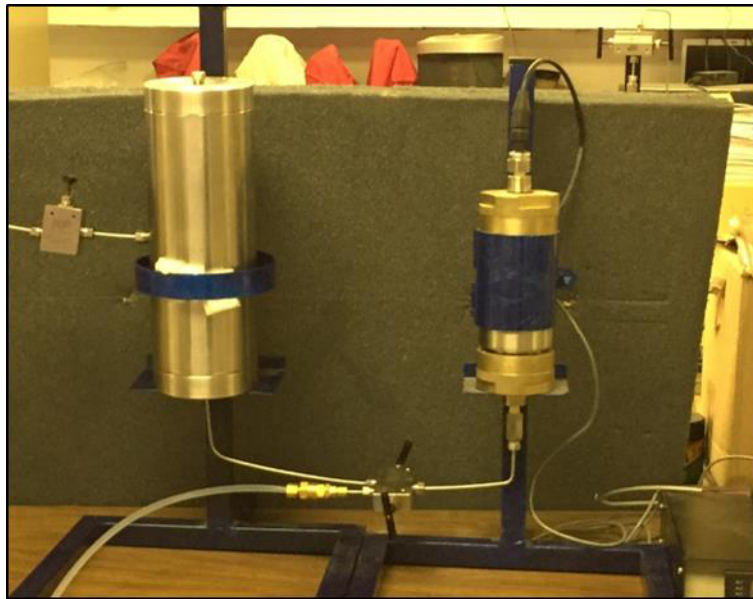


**Figura 25.** Porosímetro SII-PERM1

El uso de este instrumento permitió medir el volumen poroso, volumen de grano y el porcentaje de porosidad efectiva de la muestra de roca. El método de cálculo para obtener estos parámetros se realiza con la técnica de la doble celda de la Ley de Boyle, cuyo principio es observar el diferencial de presión que se introduce en una cámara (en este caso llamado contenedor de altas presiones) que contiene la muestra de roca:

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (8)$$

Los dos contenedores se encuentran conectados (Figura 26), lo que produce la caída de presión del gas a medida que se llena el cilindro y los poros que contiene la muestra.



**Figura 26.** Se muestran los dos cilindros o contenedores conectados. El contenedor de la derecha tiene una presión y volumen conocido; mientras que el de la izquierda contiene la muestra de roca donde se conoce la presión pero no el volumen.

El único volumen no rellenado es el volumen de granos y los poros aislados. Por consiguiente, si se deja de lado esto último, el volumen de granos puede calcularse a partir de la Ley de Boyle, utilizando la presión existente antes y después de conectar los cilindros y sus volúmenes correspondientes (Schlumberger, 2017):

$$\frac{P_1V_1}{P_2} = V_2 \quad (9)$$

donde:

$P_1$  = Presión conocida del gas en uno de los cilindros (psi)

$P_2$  = Presión del gas a medida que se llena el cilindro (psi)

$V_1$  = Volumen del cilindro ( $\text{cm}^3$ )

$V_2$  = Volumen de grano y de poros aislados ( $\text{cm}^3$ )

El núcleo se introduce dentro de una manga o porta núcleos con un tapón en cada extremo para aislarlo y así introducirlo dentro del contenedor de mayor tamaño (Figura 27).



**Figura 27.** Manga o porta núcleos (color negro) que lleva el núcleo y a su vez se introduce en el cilindro de mayor tamaño.

En la Figura 28 se observa un tipo de volante y un pequeño contenedor el cual llevará agua, además de un manómetro digital donde se monitorea la presión. La función de esta parte del Porosímetro es la de ejercer alta presión (hasta 5000 psi), inyectando el agua por medio de un pistón. Esto tiene como finalidad simular la presión de sobrecarga de un yacimiento a grandes profundidades. El agua presurizada irá dirigida al contenedor de mayor tamaño (color cromo) y se ejerce la presión alrededor de la manga que contiene la muestra.



Cabe mencionar que existe una válvula entre el cilindro y el volante que permite el paso del fluido.



**Figura 28.** Volante que ejerce la presión al inyectar agua mediante un pistón. La presión es medida mediante el manómetro digital.

Antes de que se introduzca un volumen de gas en el segundo cilindro (color cromo con dorado), se hace un vacío dentro de la manga y en dicho cilindro por medio de una bomba (Figura 29).



**Figura 29.** Bomba de vacío.

Una vez realizado esto, un compresor es el que inyecta el gas (aire) hacia el segundo contenedor con una presión y volumen conocido (Figura 30). Dicho contenedor está conectado a un transmisor de presión para registrar datos y este a su vez a una computadora portátil que contiene el software que arroja los resultados (Figura 31).



**Figura 30.** Contenedor en donde se inyectó gas de un compresor, en donde se tiene un control de volumen y presión.

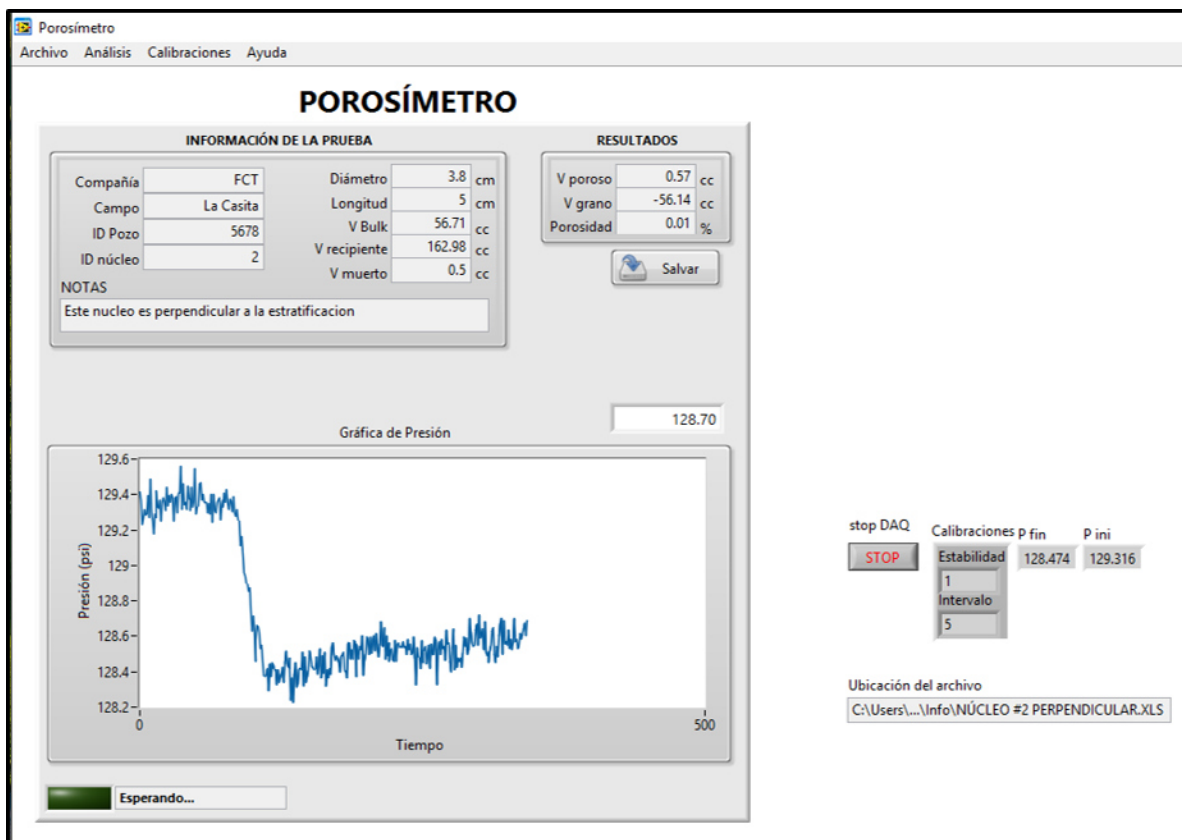


**Figura 31.** Imagen que muestra el transmisor de presión para registrar los datos y está conectado a una laptop que contiene el software.

En la Figura 32 se muestra una pantalla del software (creado por la empresa SACALUXOR) que contiene este instrumento y los parámetros mencionados anteriormente (volumen poroso, volumen de grano y el porcentaje de porosidad efectiva). Con estos datos y por medio de relaciones matemáticas se puede obtener la compresibilidad de la roca. En los siguientes subtemas se detallarán estos resultados.

#### 4.1.4 Resultados de porosidad

Se utilizaron 19 núcleos para el análisis petrofísico. Tal como se muestra en la Figura 17, se tomaron muestras en cuatro diferentes puntos del afloramiento de lutita negra, en las dos unidades superiores del perfil estratigráfico se obtuvieron nueve núcleos y en las dos inferiores, diez. Como se mencionó anteriormente, se perforó en dos direcciones (paralela y perpendicular) en referencia a la estratificación.

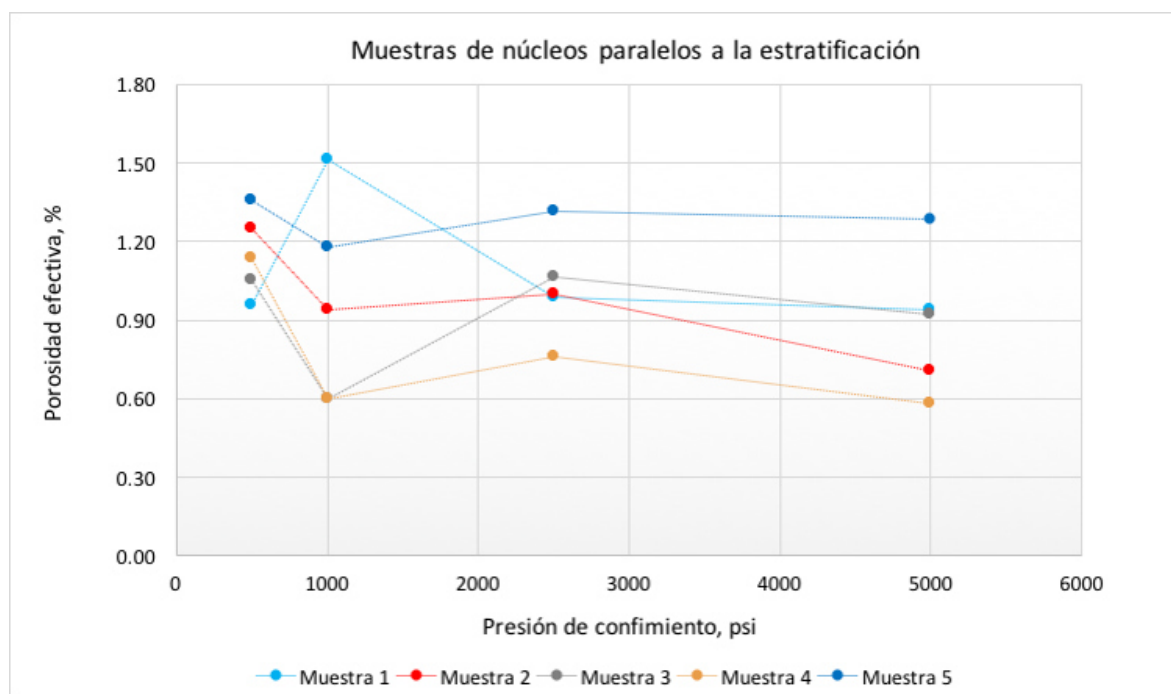


**Figura 32.** Interfaz del software del Porosímetro que proporciona los resultados petrofísicos. En este caso es el ejemplo del análisis de un núcleo.

En los primeros nueve núcleos, cinco fueron orientadas en dirección paralela (Tabla 1, Figura 33) y cuatro en dirección perpendicular (Tabla 2, Figura 34). Dichas muestras se sometieron a diferentes presiones en un orden ascendente de 500, 1000, 2500 y 5000 psi (libras por pulgada cuadrada).

**Tabla 1.** Valores de porosidad efectiva (%) de cinco núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección paralela a la estratificación

Presión de confinamiento, psi	Porosidad efectiva, %				
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
500	0.96	1.25	1.05	1.14	1.36
1000	1.51	0.94	0.60	0.60	1.18
2500	0.98	1.00	1.07	0.76	1.32
5000	0.94	0.71	0.92	0.58	1.29



**Figura 33.** Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de los primeros cinco núcleos de la parte superior de la columna y en dirección paralela a la estratificación.

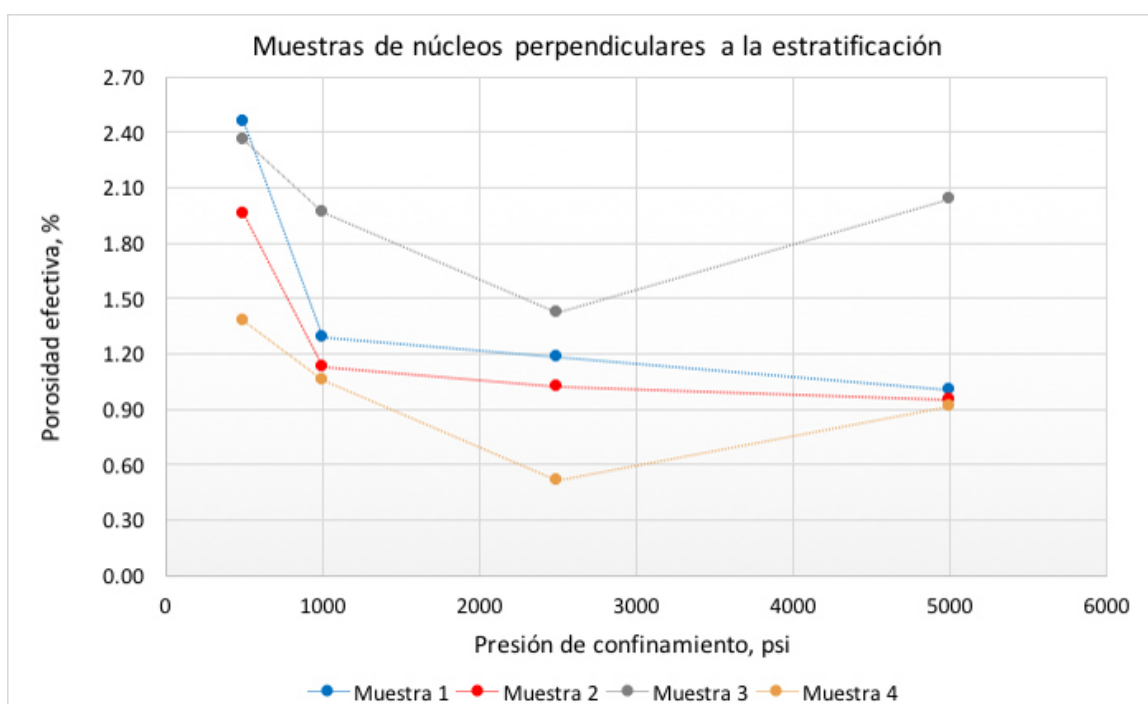
En la Figura 33 se observa como a ciertas presiones de confinamiento existe un aumento en la porosidad efectiva. Este comportamiento se puede interpretar de manera en



que, por ejemplo, a partir de los 1000 psi el núcleo genera fracturas internas, lo cual se manifiesta en el aumento de la porosidad efectiva. Posteriormente, al seguir aumentando la presión, los poros se van cerrando y por lo tanto se disminuye dicha porosidad.

**Tabla 2.** Valores de porosidad efectiva (%) de cuatro núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Porosidad efectiva, %			
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
500	2.45	1.95	2.36	1.38
1000	1.29	1.12	1.96	1.06
2500	1.18	1.02	1.42	0.51
5000	1.01	0.95	2.03	0.91



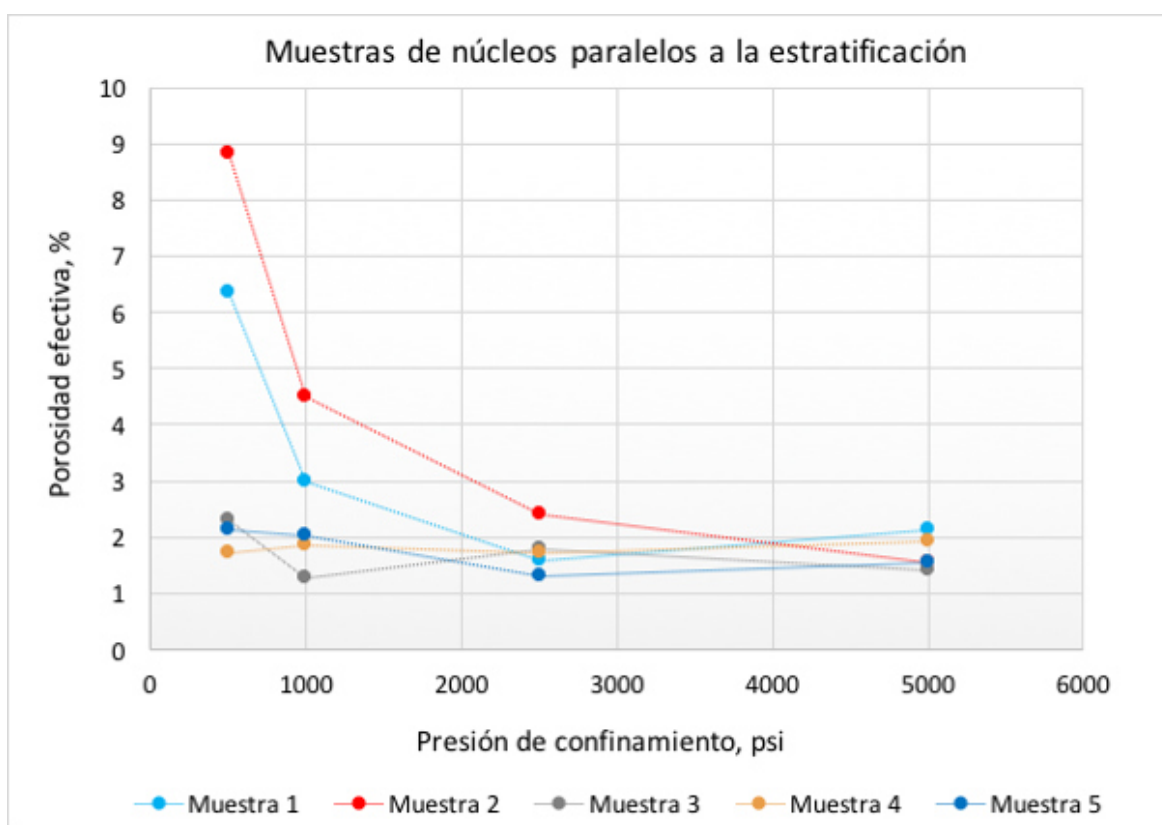
**Figura 34.** Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de cuatro núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación.

De los resultados de la Figura 34, solamente en dos núcleos se observó que, a partir de los 2500 psi de presión, hubo un aumento en la porosidad de efectiva. Se interpreta que la presión de fractura se encuentra entre un rango de 2500 y 5000 psi.

En la parte inferior de la columna se analizaron diez núcleos, cinco en dirección paralela a la estratificación (Tabla 3, Figura 35) y otros cinco en dirección perpendicular (Tabla 4, Figura 36).

**Tabla 3.** Valores de porosidad efectiva (%) de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna, en dirección paralela a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Porosidad efectiva, %				
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
500	6.34	8.82	2.32	1.73	2.12
1000	2.97	4.49	1.26	1.85	2.02
2500	1.58	2.42	1.78	1.73	1.32
5000	2.13	1.56	1.40	1.92	1.54

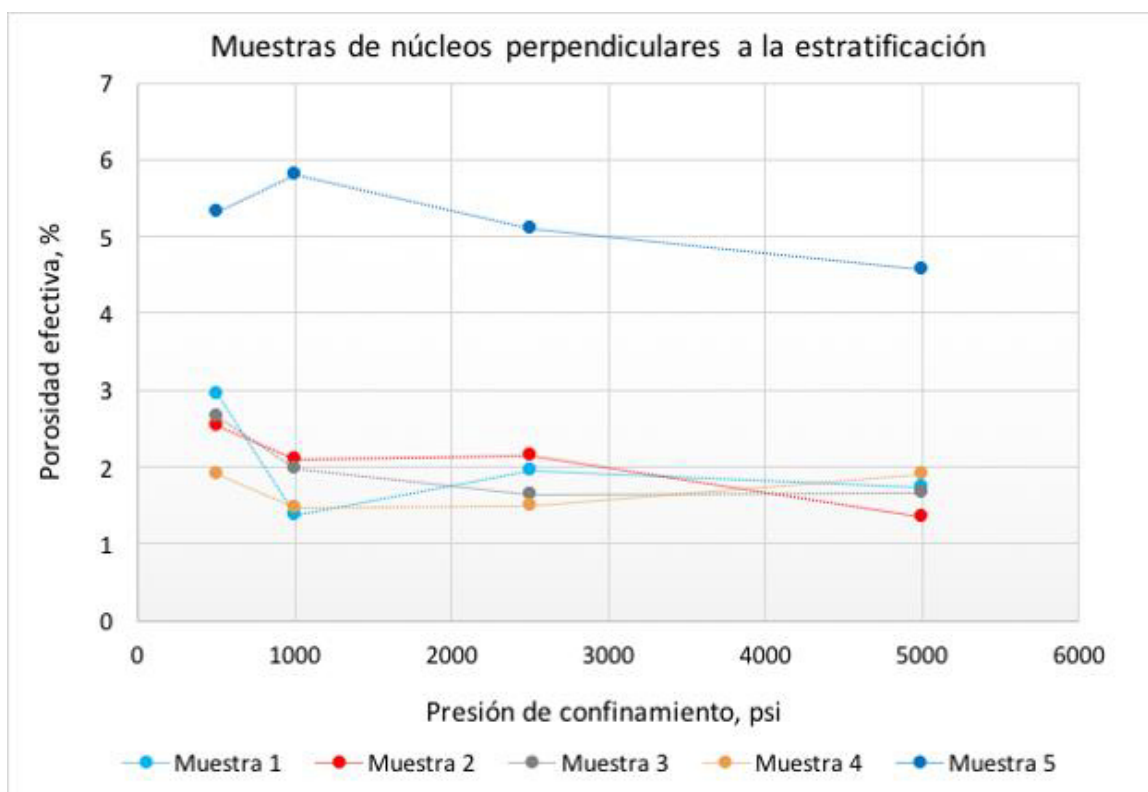


**Figura 35.** Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de los primeros cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección paralela a la estratificación.

En la Figura 35 se muestran porosidades efectivas más altas que los núcleos perforados en la parte superior del perfil (Figuras 33 y 34). Se puede interpretar que las estructuras geológicas que se presentan en este afloramiento (pliegues), afectaron las propiedades petrofísicas. El plegamiento pudo generar una porosidad del tipo secundaria, lo cual se manifiesta en el aumento de la porosidad efectiva.

**Tabla 4.** Valores de porosidad efectiva (%) de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Porosidad efectiva, %				
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
500	2.96	2.53	2.65	1.89	5.33
1000	1.38	2.09	1.98	1.46	5.80
2500	1.95	2.15	1.63	1.50	5.11
5000	1.75	1.36	1.66	1.91	4.57



**Figura 36.** Comportamiento de la porosidad efectiva en función de la presión de confinamiento de cinco núcleos de la parte inferior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación.

En la Figura 36 también se muestra una porosidad efectiva mayor que en los núcleos perforados en la parte superior del perfil. También se observa que a partir de los 1000 psi se puede encontrar la presión de fractura.

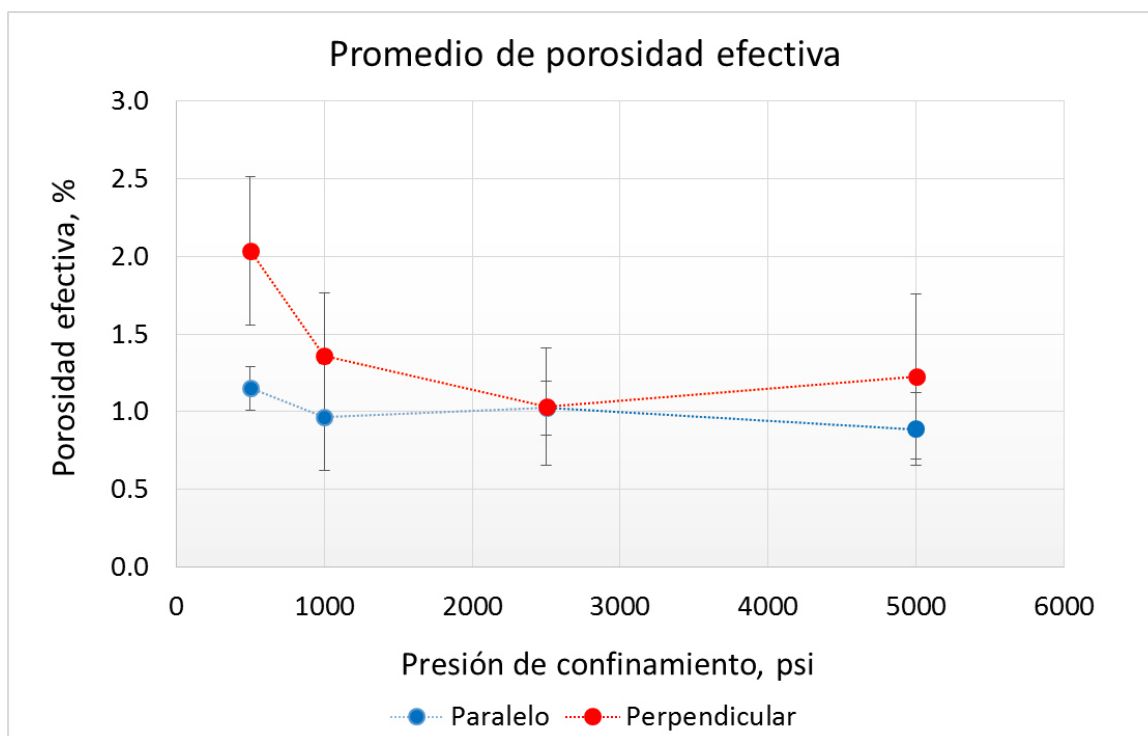
Se evaluó la estadística de estos resultados de porosidad, que incluyeron el promedio, la desviación estándar, el intervalo de confianza (IC), que son intervalos que posiblemente incluyen el parámetro central de población, además del nivel de significación ( $\alpha$ ) que es usado para calcular el nivel de confianza. El nivel de confianza es igual a  $100 \cdot (1 - \alpha)$ , es decir, un  $\alpha$  de 0.05 indica un nivel de confianza de 95%. En las Tablas 5 y 6 se indican los datos estadísticos de los primeros nueve núcleos en la parte superior del perfil estratigráfico. En la Figura 37 se grafican estos parámetros mostrando las barras de error, tanto en las direcciones paralelas como perpendiculares.

**Tabla 5.** Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cinco núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección paralela a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio porosidad efectiva, %	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
500	1.15	0.2	0.05	5	0.14
1000	0.97	0.4	0.05	5	0.34
2500	1.03	0.2	0.05	5	0.17
5000	0.89	0.3	0.05	5	0.24

**Tabla 6.** Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cuatro núcleos perforados de la parte superior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio porosidad efectiva, %	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
500	2.0	0.5	0.05	4	0.48
1000	1.4	0.4	0.05	4	0.41
2500	1.0	0.4	0.05	4	0.38
5000	1.2	0.5	0.05	4	0.53



**Figura 37.** Promedio de la porosidad efectiva y las barras de error de nueve núcleos de la parte superior de la columna estratigráfica.

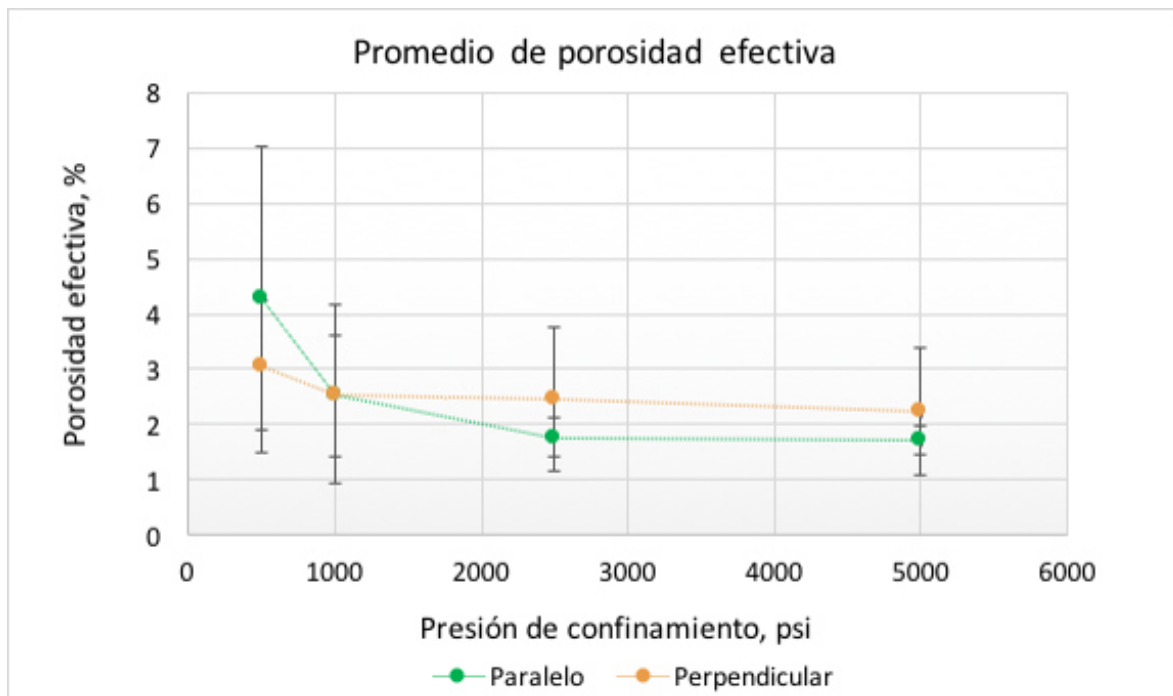
En las Tablas 7 y 8 se observa la estadística de los diez núcleos restantes (parte inferior del perfil), así como la Figura 38 donde se muestran los datos graficados. Las barras de error son de mayor tamaño durante la primera medición (500 psi), esto debido a que existe variación en los datos de porosidad efectiva, es decir, de 2 a 8%. Geológicamente hablando se puede decir que existe heterogeneidad en esta roca. Por ejemplo, diferente tamaño de grano, la mineralogía que presenta y las fracturas generadas por la deformación.

**Tabla 7.** Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección paralela a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio porosidad efectiva, %	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
500	4.3	3.2	0.05	5	2.77
1000	2.5	1.3	0.05	5	1.11
2500	1.8	0.4	0.05	5	0.36
5000	1.7	0.3	0.05	5	0.27

**Tabla 8.** Datos estadísticos de las porosidades efectivas de cinco núcleos perforados de la parte inferior de la columna y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio porosidad efectiva, %	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
500	3.1	1.3	0.05	5	1.16
1000	2.6	1.9	0.05	5	1.62
2500	2.5	1.5	0.05	5	1.31
5000	2.3	1.3	0.05	5	1.15



**Figura 38.** Promedio de la porosidad efectiva y las barras de error de diez núcleos de la parte inferior de la columna estratigráfica.

#### 4.1.5 Medición de compresibilidad

Para calcular el parámetro de compresibilidad, se utilizaron los datos petrofísicos de porosidad efectiva y el volumen poroso de los núcleos. Para ello se utilizó la siguiente ecuación:

$$C_r = -\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} \quad (10)$$

donde

$C_r$  = compresibilidad del grano de la roca,  $\text{psi}^{-1}$ .

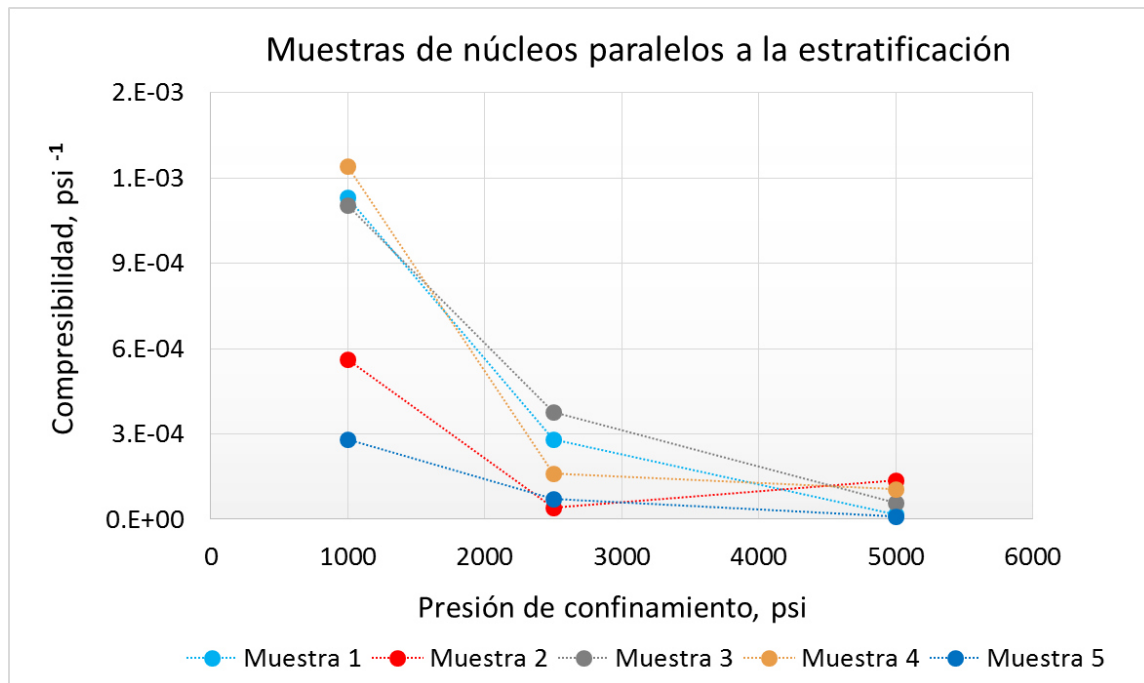
$V_p$  = volumen de poro,  $\text{cm}^3$ .

$P$  = presión de poro,  $\text{psi}$ .

Además, fue necesario conocer las presiones de confinamiento y de poro. A continuación se presentan los resultados de compresibilidad del grano de la roca en los primeros nueve núcleos perforados, cinco en dirección paralela (Tabla 9, Figura 39) y cuatro en dirección perpendicular (Tabla 10, Figura 40).

**Tabla 9.** Compresibilidad de grano de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cinco núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación.

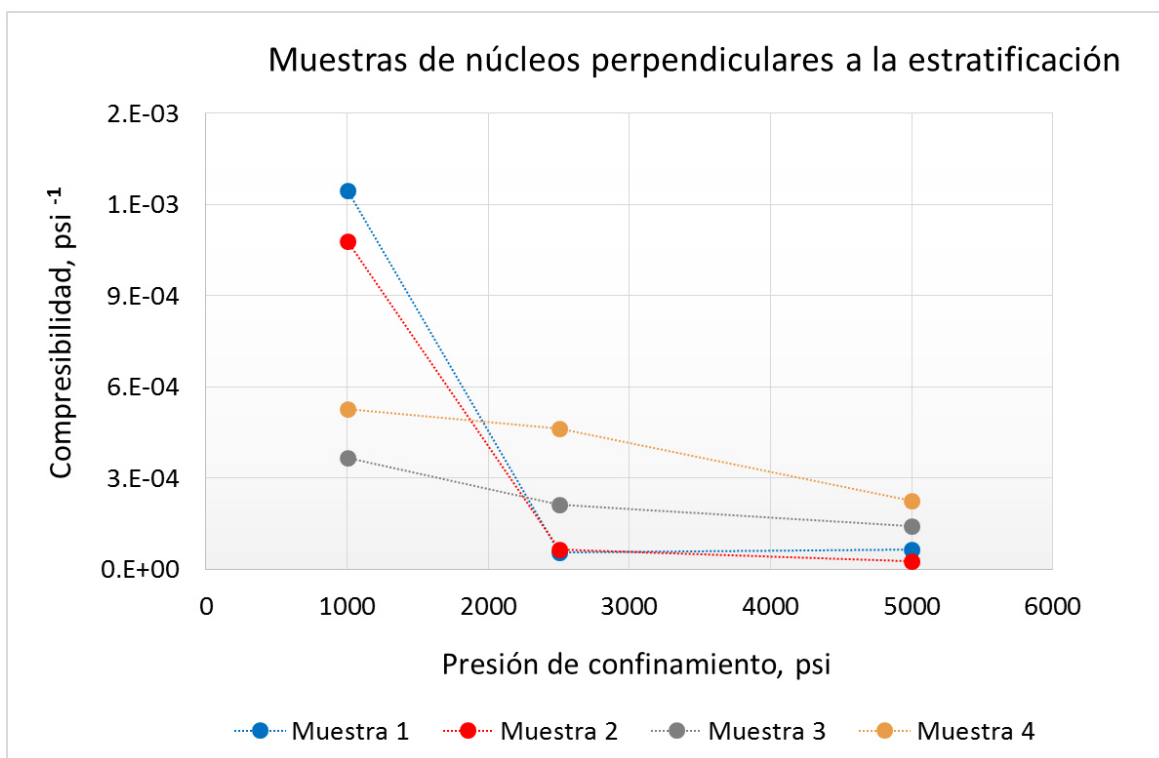
Presión de confinamiento, $\text{psi}$	Compresibilidad del grano de la roca, $\text{psi}^{-1}$				
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
1000	1.13E-03	5.64E-04	1.10E-03	1.24E-03	2.82E-04
2500	2.82E-04	4.04E-05	3.76E-04	1.61E-04	7.19E-05
5000	1.83E-05	1.38E-04	5.71E-05	1.07E-04	9.20E-06



**Figura 39.** Compresibilidad de grano en función de la presión de confinamiento para cinco núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación.

**Tabla 10.** Compresibilidad de grano de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cuatro núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Compresibilidad del grano de la roca, $\text{psi}^{-1}$			
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
1000	1.25E-03	1.08E-03	3.67E-04	5.26E-04
2500	5.71E-05	6.45E-05	2.13E-04	4.63E-04
5000	6.45E-05	2.81E-05	1.42E-04	2.25E-04



**Figura 40.** Compresibilidad de grano en función de la presión de confinamiento de cuatro núcleos perforados de la parte superior del perfil y en dirección perpendicular a la estratificación.

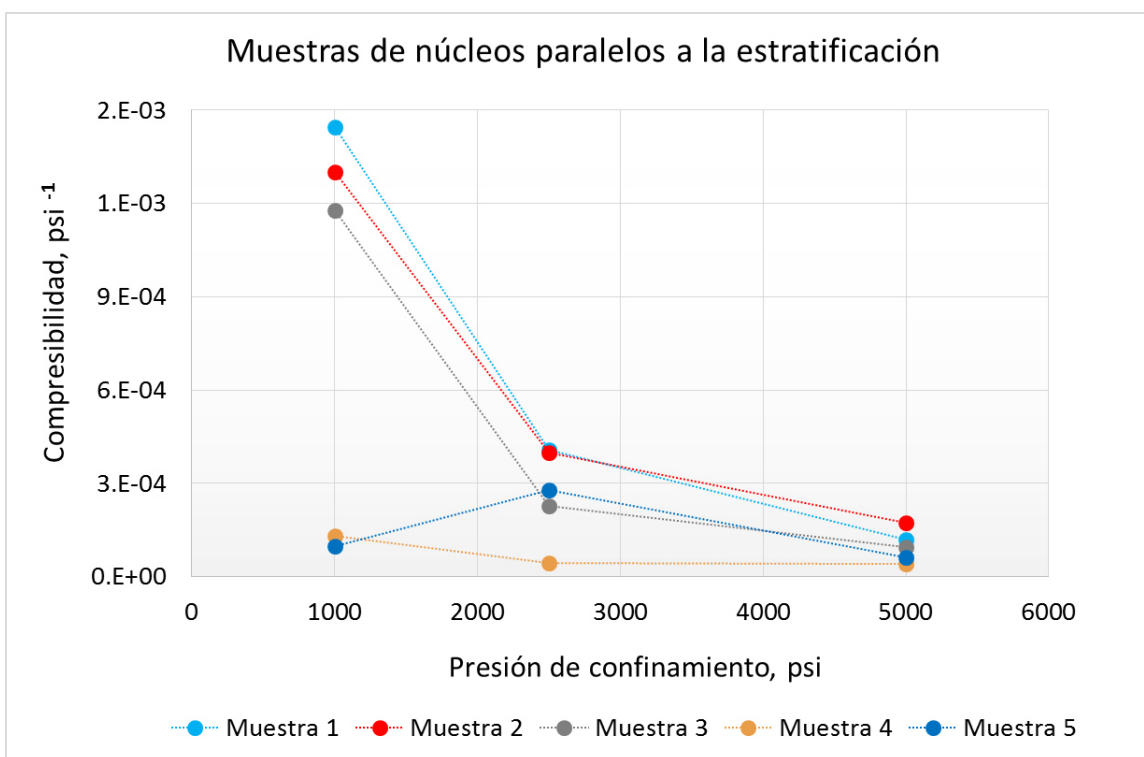
También en la parte inferior de la columna se analizaron diez núcleos (al igual que en la porosidad), cinco en dirección paralela a la estratificación (Tabla 11, Figura 41) y otros cinco en dirección perpendicular (Tabla 12, Figura 42).

En la mayoría de los casos se encontró que la compresibilidad disminuye al aumentar la presión de confinamiento. Después de los 2500 psi, aproximadamente, el comportamiento de la curva parecería asintótico, es decir, eventualmente tiende a cero.



**Tabla 11.** Compresibilidad de grano de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación.

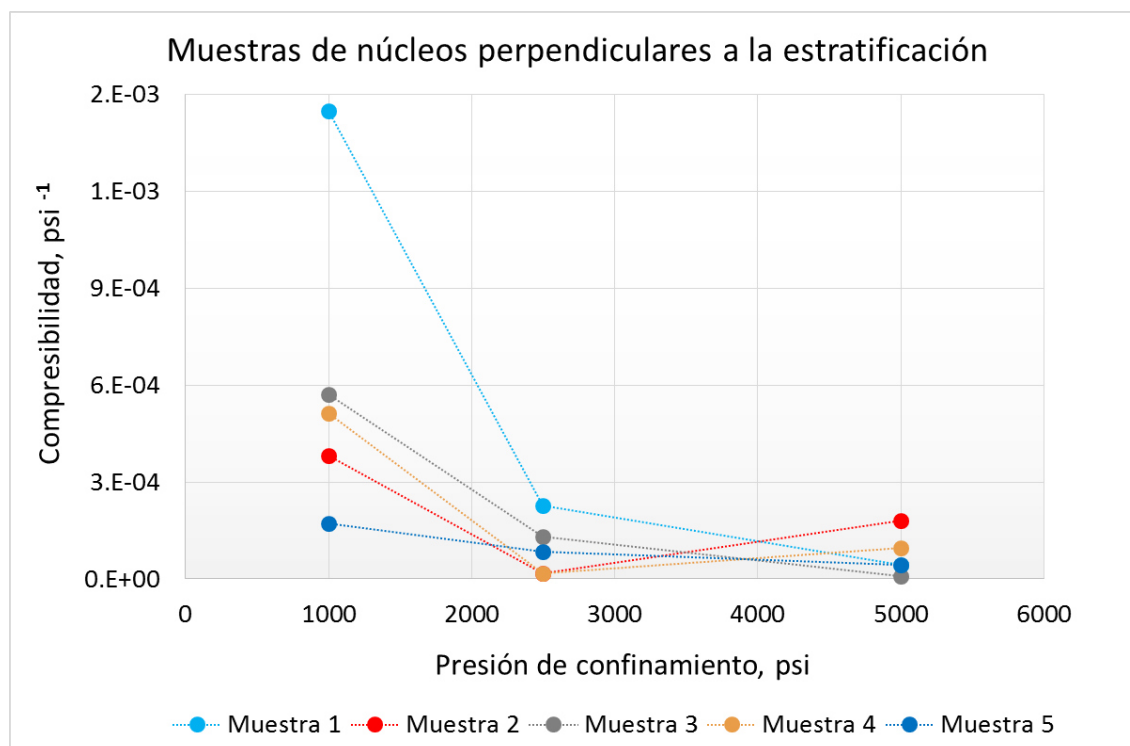
Presión de confinamiento, psi	Compresibilidad del grano de la roca, $\text{psi}^{-1}$				
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
1000	1.44E-03	1.30E-03	1.18E-03	1.33E-04	9.66E-05
2500	4.08E-04	4.00E-04	2.27E-04	4.42E-05	2.79E-04
5000	1.19E-04	1.73E-04	9.57E-05	4.09E-05	6.15E-05



**Figura 41.** Compresibilidad de grano en función de la presión de cinco núcleos de la parte inferior del perfil y en dirección paralela a la estratificación.

**Tabla 12.** Compresibilidad de grano de roca ( $\text{psi}^{-1}$ ) de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Compresibilidad del grano de la roca, $\text{psi}^{-1}$				
	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
1000	1.45E-03	3.81E-04	5.71E-04	5.14E-04	1.72E-04
2500	2.28E-04	1.73E-05	1.31E-04	1.69E-05	8.53E-05
5000	4.49E-05	1.80E-04	8.25E-06	9.67E-05	4.40E-05



**Figura 42.** Compresibilidad de grano en función de la presión de confinamiento de cinco núcleos de la parte inferior del perfil y en dirección perpendicular a la estratificación

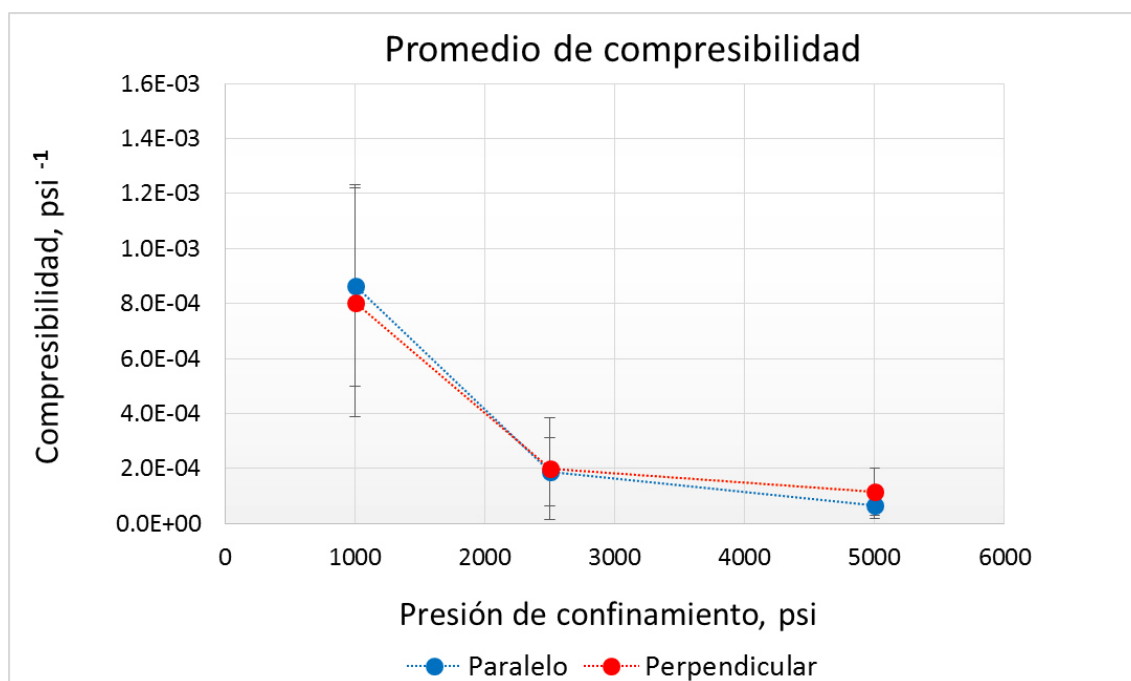
Al igual que el parámetro de porosidad, para la compresibilidad se realizaron cálculos estadísticos, para los primero nueve núcleos (Tablas 13 y 14; Figura 43) y los diez restantes (Tablas 15 y 16; Figura 44):

**Tabla 13.** Datos estadísticos de la compresibilidad de cinco núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio compresibilidad, psi <sup>-1</sup>	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
1000	8.64E-04	4.18E-04	0.05	5	3.67E-04
2500	1.86E-04	1.42E-04	0.05	5	1.24E-04
5000	6.59E-05	5.57E-05	0.05	5	4.88E-05

**Tabla 14.** Datos estadísticos de la compresibilidad de cuatro núcleos perforados de la parte superior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio compresibilidad, $\text{psi}^{-1}$	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
1000	8.04E-04	4.24E-04	0.05	4	4.15E-04
2500	1.99E-04	1.90E-04	0.05	4	1.86E-04
5000	1.15E-04	8.73E-05	0.05	4	8.55E-05



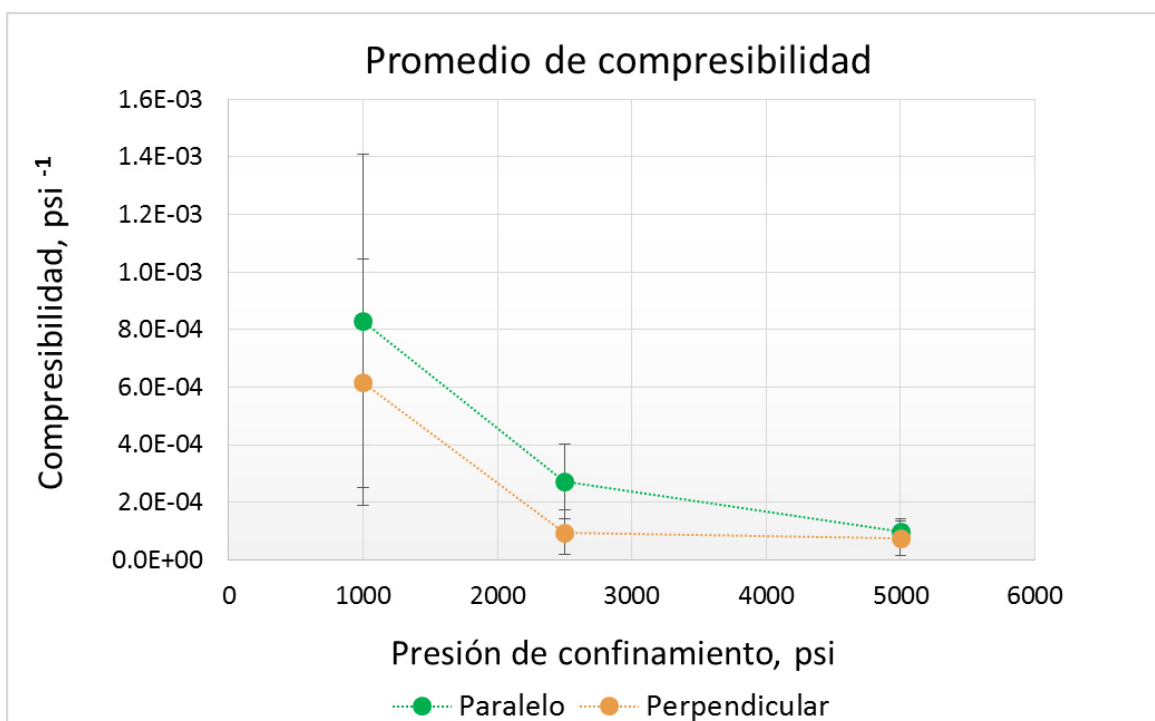
**Figura 43.** Promedio de la compresibilidad de grano y las barras de error de nueve núcleos de la parte superior del perfil estratigráfico.

**Tabla 15.** Datos estadísticos de la compresibilidad de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección paralela a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio compresibilidad, $\text{psi}^{-1}$	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
1000	8.31E-04	6.61E-04	0.05	5	5.79E-04
2500	2.72E-04	1.49E-04	0.05	5	1.31E-04
5000	9.81E-05	5.17E-05	0.05	5	4.53E-05

**Tabla 16.** Datos estadísticos de la compresibilidad de cinco núcleos perforados de la parte inferior del perfil estratigráfico y en dirección perpendicular a la estratificación.

Presión de confinamiento, psi	Promedio compresibilidad, $\text{psi}^{-1}$	Desviación Estándar	$\alpha$	No. Muestra	IC
1000	6.18E-04	4.90E-04	0.05	5	4.30E-04
2500	9.58E-05	8.84E-05	0.05	5	7.75E-05
5000	7.48E-05	6.68E-05	0.05	5	5.85E-05



**Figura 44.** Promedio de la compresibilidad de grano y las barras de error de 10 núcleos de la parte superior del perfil estratigráfico.

## 4.2 Simulación del modelo en COMSOL Multiphysics

### 4.2.1 Simulación de un yacimiento petrolero

Los yacimientos son cuerpos originados durante largos procesos geológicos (millones de años) donde actúan diversos ambientes depositacionales tanto en tiempo como en espacio. Como resultado de subsecuentes reorganizaciones físicas y químicas, como compactación, disolución, dolomitización y cementación, las características del yacimiento son variables.

Así la heterogeneidad de un yacimiento depende en gran medida de los ambientes depositacionales y eventos subsecuentes.

Un yacimiento de petróleo es un medio poroso delimitado que contiene hidrocarburos. El principal objetivo de su simulación es predecir el comportamiento de la presión (y del flujo) y determinar maneras y medios para optimizar la recuperación de los hidrocarburos entrampados. Un yacimiento es generalmente heterogéneo. Sus propiedades dependen, en gran medida, de la ubicación espacial donde son medidas. Un ejemplo de heterogeneidad es la generada por los procesos geológicos (compactación, disolución, dolomitización y cementación) que dan lugar a que la variación espacial de propiedades petrofísicas sea no uniforme. Otra forma de heterogeneidad es la generada por fracturamiento hidráulico, el cual genera una red de fracturas (o sistemas de fracturas) que se extienden lejos del pozo en direcciones opuestas y de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la formación. Las propiedades de las fracturas generadas son muy diferentes a las del medio poroso (matriz) y esto crea heterogeneidades locales y anisotropías. Las propiedades de las rocas en cada yacimiento cambian radicalmente; la permeabilidad puede variar de un milidarcy (mD) en la matriz a miles de mD en las fracturas (Chen et al., 2006).

#### **4.2.2 COMSOL Multiphysics**

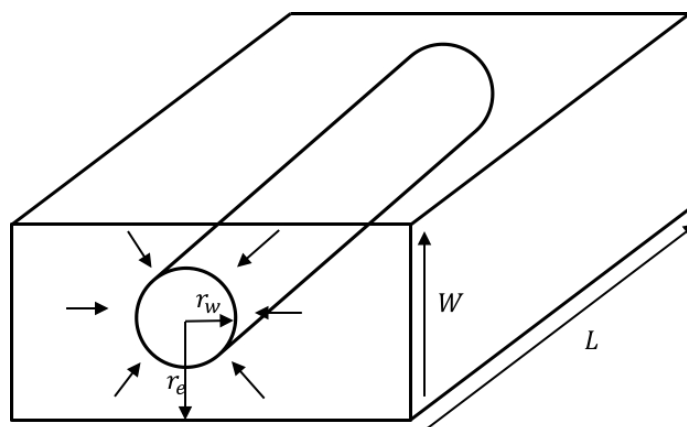
La última parte del presente trabajo consistió en la aplicación de la plataforma COMSOL Multiphysics versión 5.2 para simular el flujo en un yacimiento fracturado con un pozo vertical. Este software está basado en un modelado numérico avanzado (método de elementos finitos) que se utiliza en aplicaciones de física y de ingeniería. El programa puede modelar virtualmente cualquier fenómeno físico que pueda describirse por medio de ecuaciones diferenciales parciales (PDE): transferencia de calor, movimiento de fluidos, electromagnetismo y mecánica estructural, por ejemplo.

#### **4.2.3 Modelo de flujo de Aceite Negro (*Black Oil*)**

Se adapta el modelo *Black Oil* (de aceite negro) para la simulación numérica de flujo hacia un pozo en recuperación primaria. El mecanismo de recuperación se debe

exclusivamente a la energía proporcionada por las fracciones livianas de hidrocarburos, inicialmente disueltas en el líquido, que se liberan y expanden al disminuir la presión durante la producción (Savioli et al., 2004).

Para el presente trabajo se caracterizó el flujo monofásico hacia un pozo horizontal productor de shale oil/gas. El yacimiento se consideró con geometría cúbica con el pozo situado en el centro, en uno de los ejes del mismo. Tal como se muestra en la Figura 45, donde  $r_e$  significa el radio máximo que puede drenar el pozo,  $r_w$  es el radio del pozo,  $W$  es el espesor del estrato productor y  $L$  es la longitud del yacimiento.



**Figura 45.** Flujo radial hacia un pozo cuyo yacimiento es de geometría cúbica.

Chen et al. (2006) desarrollaron ecuaciones básicas para el flujo simultáneo de tres fases (agua, aceite y gas) a través de un medio poroso. Previamente, asumieron que la masa no se transfiere entre fases. El modelo *Black Oil* aplica para el caso. Los autores mencionaron que los componentes del hidrocarburo están divididos en un componente de gas y un componente de aceite en un tanque de almacenamiento a presión y temperatura estándar, y que no hay transferencia de masa entre la fase acuosa y las otras dos fases (aceite y gas). El componente de gas principalmente consiste de metano y etano.

Las ecuaciones para cada componente se muestran a continuación, para el agua:

$$\frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho_w \mathbf{u}_w) + q_w \quad (11)$$

Para el componente de aceite:

$$\frac{\partial(\phi \rho_{o_o} S_o)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho_{o_o} \mathbf{u}_o) + q_o \quad (12)$$

Y para el componente de gas:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_{G_o} S_o + \rho_g S_g) = -\nabla \cdot (\rho_{G_o} \mathbf{u}_o + \rho_g \mathbf{u}_g) + q_G \quad (13)$$

Donde  $\rho_{o_o}$  y  $\rho_{G_o}$  indican las densidades parciales de los componentes de aceite y gas en la fase de aceite, respectivamente,  $S_{w,o,g}$  es la saturación de los diferentes fluidos,  $\mathbf{u}_{w,o,g}$  es la velocidad volumétrica y  $q_{w,o,G}$  es el gasto volumétrico. La ecuación (4.6) implica que el componente de gas puede existir en ambas fases de aceite y gas.

La ley de Darcy para cada fase está escrita en la forma general:

$$\mathbf{u}_\alpha = -\frac{1}{\mu_\alpha} \mathbf{k}_\alpha (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha \wp \nabla z), \quad \alpha = w, o, g. (fases) \quad (15)$$

Donde  $\mathbf{u}_\alpha$  es la velocidad volumétrica,  $\mu_\alpha$  es la viscosidad,  $\mathbf{k}_\alpha$  es la permeabilidad del medio poroso,  $p_\alpha$  es la densidad de la masa,  $\wp$  es la magnitud de la aceleración gravitacional y  $z$  es la profundidad.

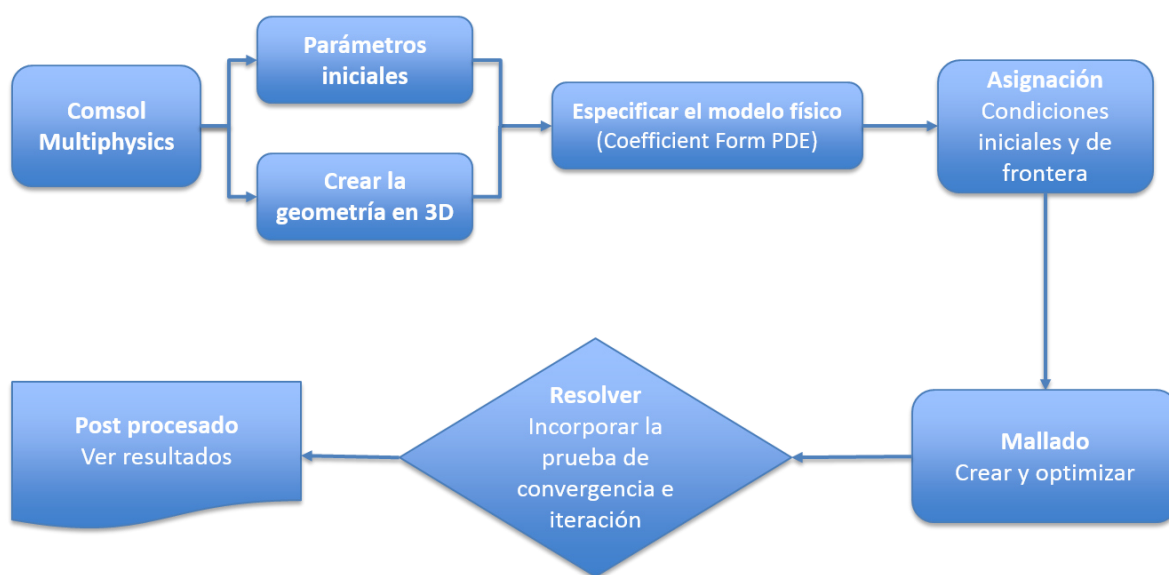
Para el modelo de este trabajo, la ecuación que se utilizó fue la del componente del aceite:

$$\frac{\partial(C_r \phi \rho_o S_o)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho_o \mathbf{u}_o) + q_o \quad (16)$$

Donde  $\phi$  es la porosidad,  $C_r$  es la compresibilidad de los granos de la roca ( $\text{psi}^{-1}$ ),  $\rho_o$  es la densidad del aceite ( $\text{gr/cm}^3$ ),  $S_o$  es la saturación del aceite (100%),  $\mathbf{u}_o$  es la velocidad volumétrica del aceite ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) y  $q_o$  es el gasto del aceite ( $\text{bbl/día}$ ).

#### 4.2.4 Generación del modelo

A continuación se presenta un diagrama de flujo del programa para conocer la metodología que conlleva a generar el modelo físico (Figura 46). Después se darán a conocer los parámetros de entrada que se utilizaron, la geometría del yacimiento y el pozo horizontal, así como el procedimiento para el modelado y por último los resultados obtenidos de la caracterización estática y dinámica del yacimiento no convencional.



**Figura 46.** Diagrama de flujo que representa la metodología que utiliza Comsol Multiphysics para generar el modelo físico.

##### 4.2.4.1 Parámetros iniciales

Se introdujeron parámetros iniciales (véase Tabla 16), como son las dimensiones del yacimiento, del pozo y las fracturas; las propiedades físicas del fluido y de la roca (saturación, compresibilidad, densidad, permeabilidad absoluta y relativa, factor volumétrico del aceite, grados API, etc.); las presiones del yacimiento y del pozo; y por último el gasto o producción diaria.

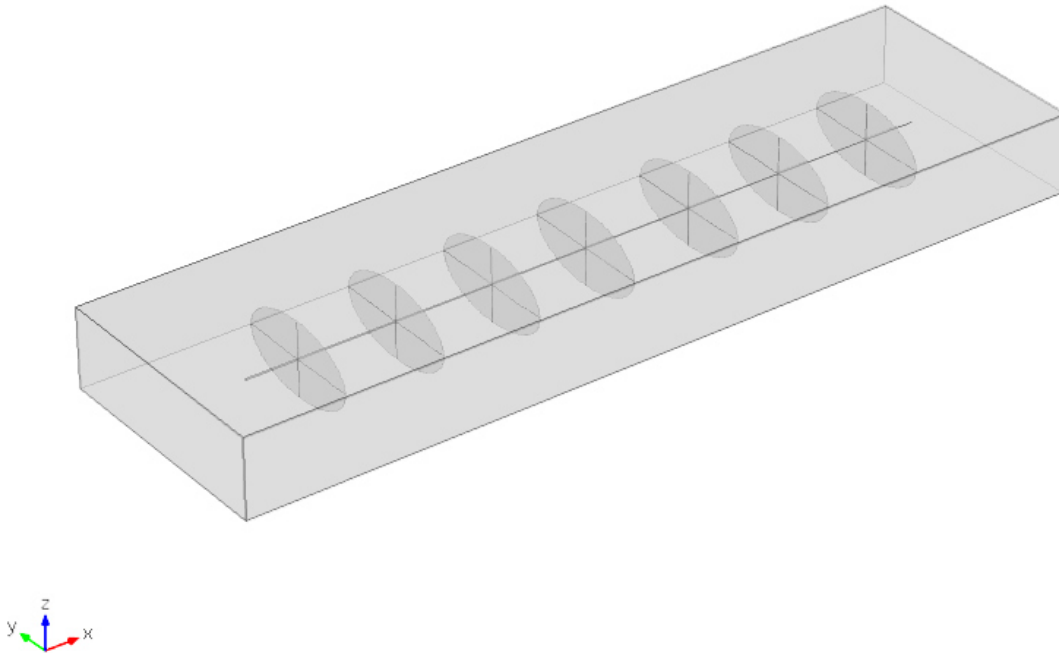


▼ Parámetros			
Nombre	Expresión	Valor	Descripción
L	1750[m]	1750.0 m	Longitud del yacimiento
H	161[m]	161.00 m	Espesor del yacimiento
W	500[m]	500.00 m	Ancho del yacimiento
phi	0.02	0.020000	Porosidad de la matriz
k_eff	0.00088[mD]	8.6849E-19 m <sup>2</sup>	Permeabilidad de la matriz
rho_o	900[kg/m <sup>3</sup> ]	900.00 kg/m <sup>3</sup>	Densidad del aceite
g_grav	0[m/s <sup>2</sup> ]	0 m/s <sup>2</sup>	Gravedad
Zr	2200[m]	2200.0 m	Profundidad
cO	4.16e-3[1/psi]	6.0336E-7 1/Pa	Compresibilidad del aceite
cR	0.00023[1/psi]	3.3359E-8 1/Pa	Compresibilidad de la roca
ct	cO+cR	6.3672E-7 1/Pa	Compresibilidad total
P0	3600[psi]	2.4821E7 Pa	Presión inicial
S	0.619	0.61900	
mu	0.3165[cP]	3.1650E-4 kg/(m·s)	Viscosidad del aceite
Bo	1.5346	1.5346	Factor volumétrico del aceite
Lw	1435[m]	1435.0 m	Longitud del pozo
rw	0.75[m]	0.75000 m	Radio del pozo
P_w	500[psi]	3.4474E6 Pa	Presión del pozo
f_pozo	qsc*Bo*159[m <sup>3</sup> ]*rhoo/(86400[s]*1000*V_pozo)	-1.6985E-4 kg/(m <sup>2</sup> ·s)	Flujo del pozo
rhoo_sc	141.5/(API+131.5)*rho_w_sc	835.89 kg/m <sup>3</sup>	Densidad del aceite a condiciones estándar
API	37.78	37.780	Grados API
rho_w_sc	1000[kg/m <sup>3</sup> ]	1000.0 kg/m <sup>3</sup>	Densidad del agua a condiciones estándar
rhoo	rhoo_sc/Bo	544.70 kg/m <sup>3</sup>	Densidad del aceite
qsc	-280	-280.00	Gasto
V_pozo	Lw*pi*rw <sup>2</sup>	2535.9 m <sup>3</sup>	Volumen del pozo
phif	0.5	0.50000	Porosidad de la fractura
k_frac	0.85[mD]	8.3888E-16 m <sup>2</sup>	Permeabilidad de la fractura
Ko	0.00088[mD]	8.6849E-19 m <sup>2</sup>	Permeabilidad del aceite
Dp	951[psi]	6.5569E6 Pa	Diferencial de presión

**Tabla 17.** Parámetros de entrada. Algunos datos son reales de un yacimiento en el NE de México y otros son estimados por el porosímetro y cálculos matemáticos.

#### 4.2.4.2 Geometría del yacimiento, pozo horizontal y fracturas

El yacimiento se estructuró como un tetraedro y el pozo como un cilindro. Las fracturas forman elipsoides perpendiculares al pozo con sus respectivas medidas (25 cm. de espesor). En la Figura 47 se encuentra el esquema del yacimiento. Las dimensiones están reportadas en la Tabla. 16.



**Figura 47.** Geometría del yacimiento, pozo y las fracturas hidráulicas en forma de elipsoides.

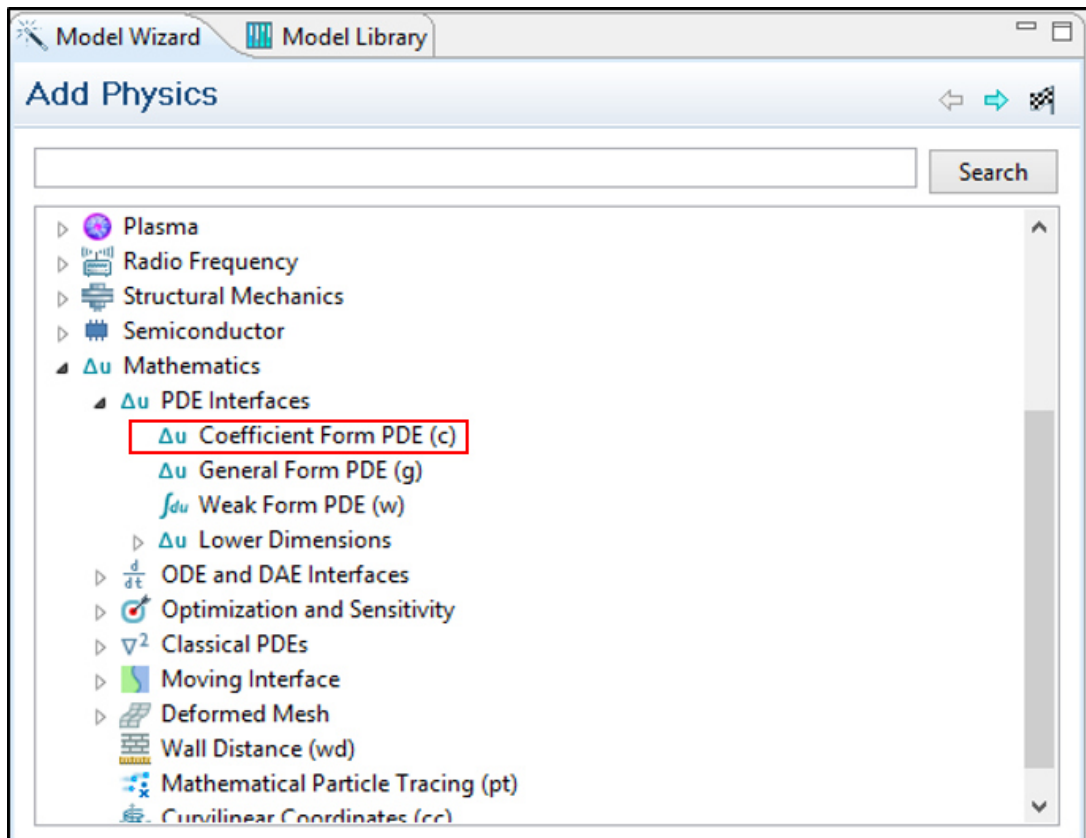
#### 4.2.4.3 Ecuaciones de flujo de fluidos

En este paso de la generación del modelo, el software contiene ecuaciones para el flujo de fluidos. En este caso se seleccionó el módulo *The PDE interface* ( $\Delta u$ ) en la forma de coeficiente: *Coefficient Form PDE* (Figura 48) para ecuaciones diferenciales parciales. En este caso, la utilidad de este módulo radica en la versatilidad para programar ecuaciones diferenciales personalizadas de acuerdo al problema que se quiere simular. En la Figura 49 se muestra la ecuación que aparece en el software, y ahí se introducen los parámetros antes señalados (Figura 50).

#### 4.2.4.4 Malla

Comsol necesita discretizar el dominio en elementos finitos. Para ello, se utilizaron elementos tetraédricos. La densidad de la malla (red de elementos discretizados) fue extra fina (*extra fine*) para el yacimiento y para las fracturas un mallado más fino (*finer*). En la Figura 51 se muestra la malla en la geometría del yacimiento. Es importante mencionar que

se utilizaron 1, 060,426 elementos tetraédricos, 76,338 elementos triangulares y un volumen de malla de  $1.409 \times 10^8 \text{ m}^3$ .



**Figura 48.** Selección de la ecuación Coefficient Form PDE.

▼ Equation

Show equation assuming:

Study 1, Time Dependent

$$e_a \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + d_a \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (-c \nabla p - \alpha p + \gamma) + \beta \cdot \nabla p + a p = f$$

$$\nabla = \left[ \frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z} \right]$$

**Figura 49.** Forma general Coefficient Form PDE.

▼ Diffusion Coefficient

$c$   s

► Absorption Coefficient

► Source Term

► Mass Coefficient

▼ Damping or Mass Coefficient

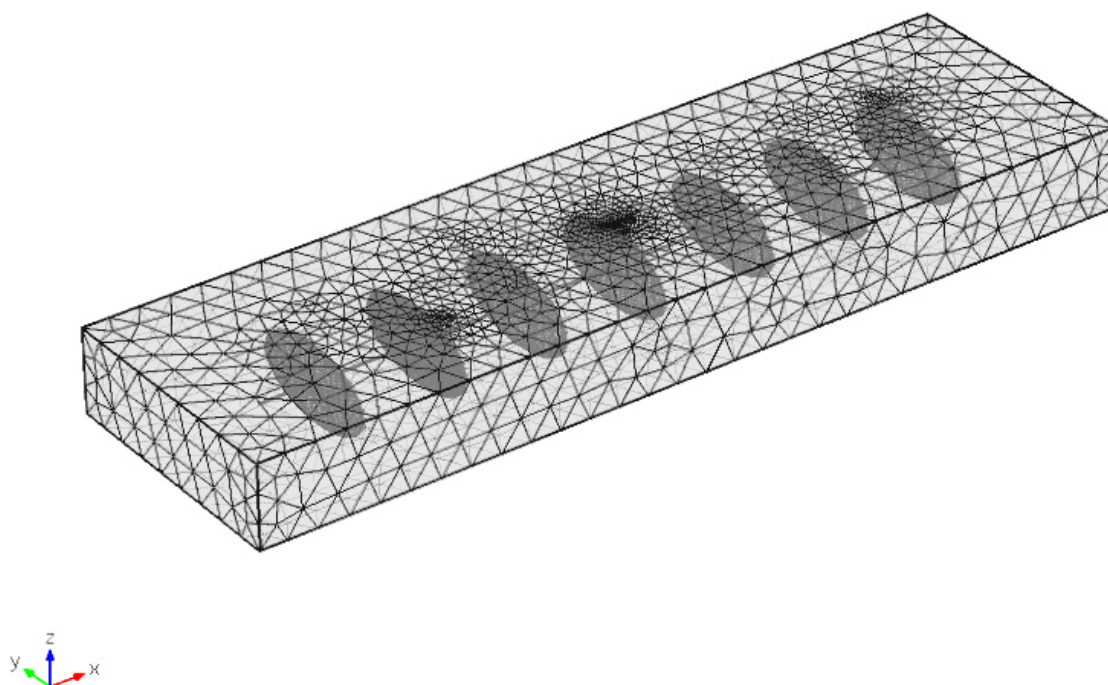
$d_a$    $s^2/m^2$

► Conservative Flux Convection Coefficient

► Convection Coefficient

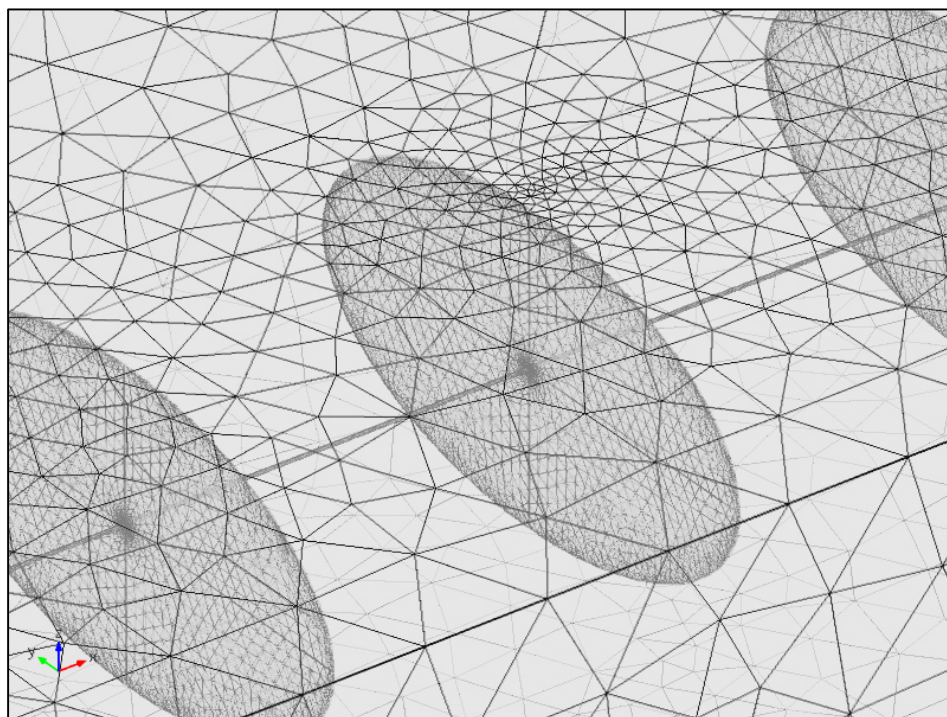
► Conservative Flux Source

**Figura 50.** Variables que se introducen en la ecuación: Diffusion Coefficient ( $c$ ) y Damping or Mass Coefficient ( $d_a$ ). Las demás variables son cero.



**Figura 51.** Ejemplo de la malla utilizada para el yacimiento.

En la Figura 52 se presenta una ampliación del sistema de fracturas, mostrando un mallado con los elementos triangulares a más detalle.



**Figura 52.** Malla tipo más fino (finer) dentro de las fracturas.

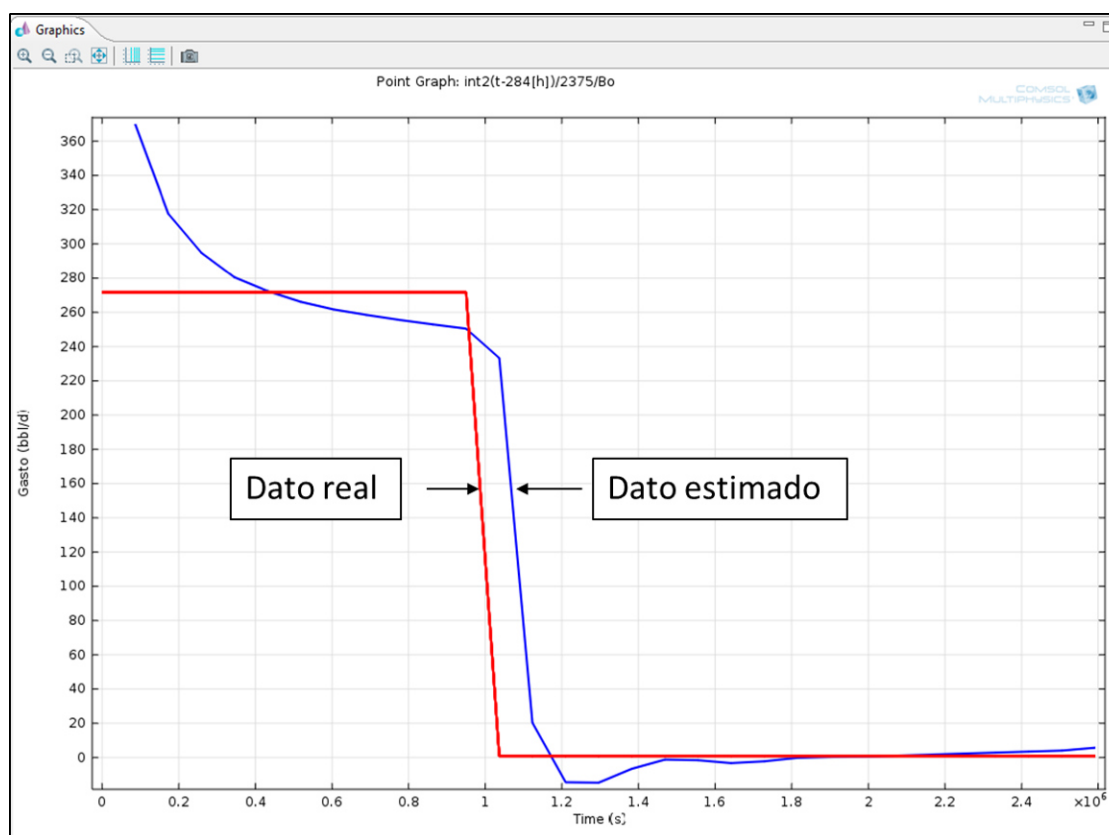
#### **4.2.5 Resultados de la simulación**

##### **4.2.5.1 Ajuste de la curva de producción**

A partir de los parámetros de entrada, la geometría, las ecuaciones correspondientes, además del tipo de malla, se procede a resolver el modelo. En esta parte, se presenta el ajuste de dos curvas: una con los datos reales de producción de pozo ubicado en un yacimiento de lutitas en el NE de México y la segunda con los datos estimados. En la Figura 53 se comparan estas dos gráficas en unidades de barriles/día para el gasto y segundos para el tiempo.

Con los datos ajustados se obtuvieron parámetros estimados como: la presión inicial, la porosidad y permeabilidad de la fractura; además de los que se habían calculado

previamente con la petrofísica: la porosidad de la matriz de la roca y la compresibilidad del grano de la roca. Los parámetros restantes se tomaron de reportes técnicos o de la literatura (véase Tabla 17).



**Figura 53.** Comparación entre la producción de la prueba real y el flujo calculado en Comsol Multiphysics.

**Tabla 18.** Parámetros estimados y reportados con sus respectivos valores y unidades.

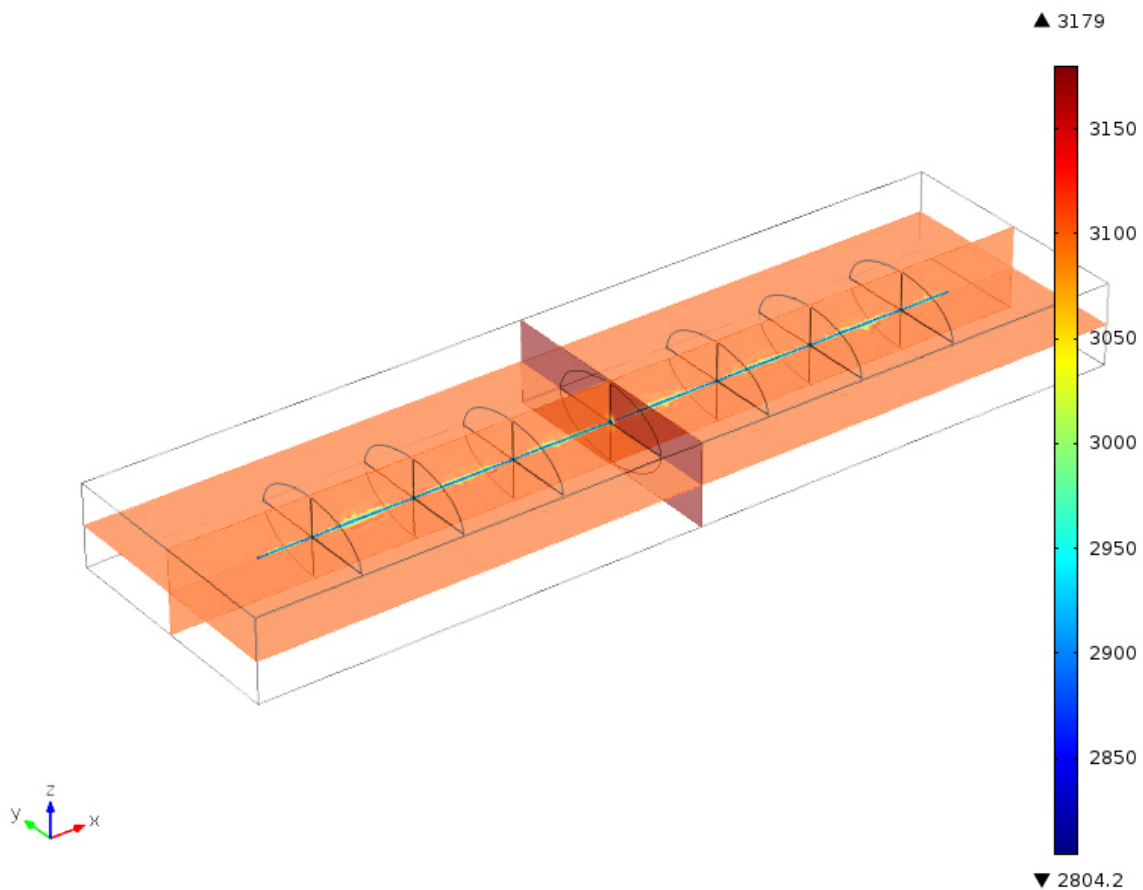
Parámetros	Valor/Unidad	Estimado o reportado
Presión inicial	3100 psi	Estimado
Permeabilidad de la matriz	0.00088 mD	Reportado
Permeabilidad de la fractura	2 mD	Estimado
Factor volumétrico	1.5346	Reportado
Porosidad de la matriz	2%	Estimado
Porosidad de la fractura	5%	Estimado
Compresibilidad del grano de roca	0.00023 psi <sup>-1</sup>	Estimado
Viscosidad	0.3165 cP	Reportado
Densidad del aceite	900 kg/m <sup>3</sup>	Reportado



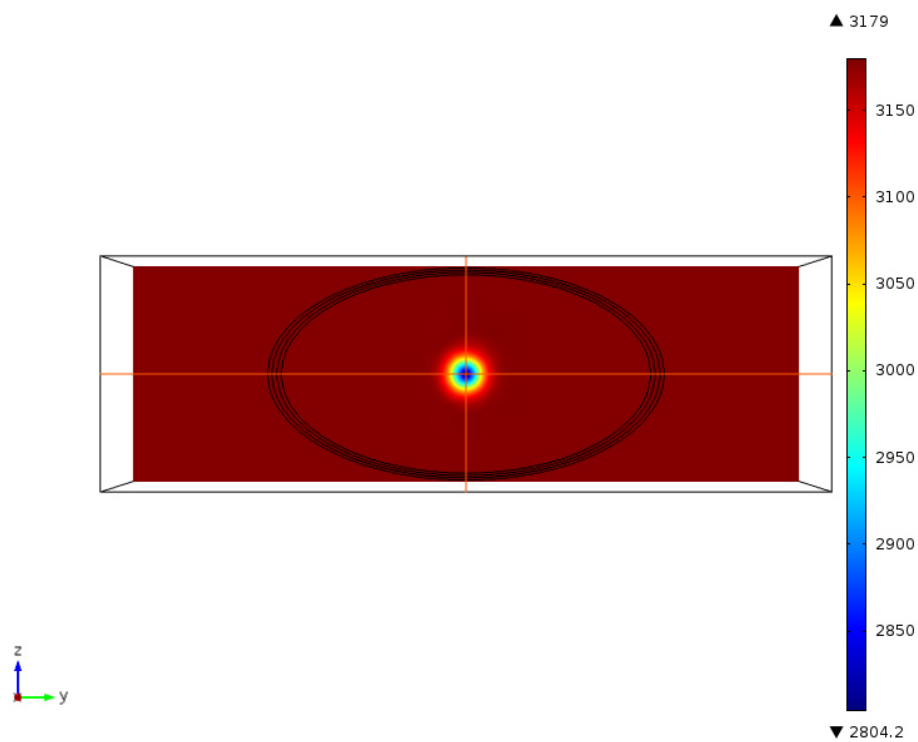
#### 4.2.5.2 Perfil de presión

En la Figura 54 se presenta el perfil de presión para todo el yacimiento después de 30 días de producción. Obsérvese que la presión mínima se tiene en la cara del pozo, y es aproximadamente igual en todo el pozo. Mientras tanto, en las Figura 55 y 56 se muestra el perfil en 2D, donde se nota claramente el perfil radial alrededor del pozo.

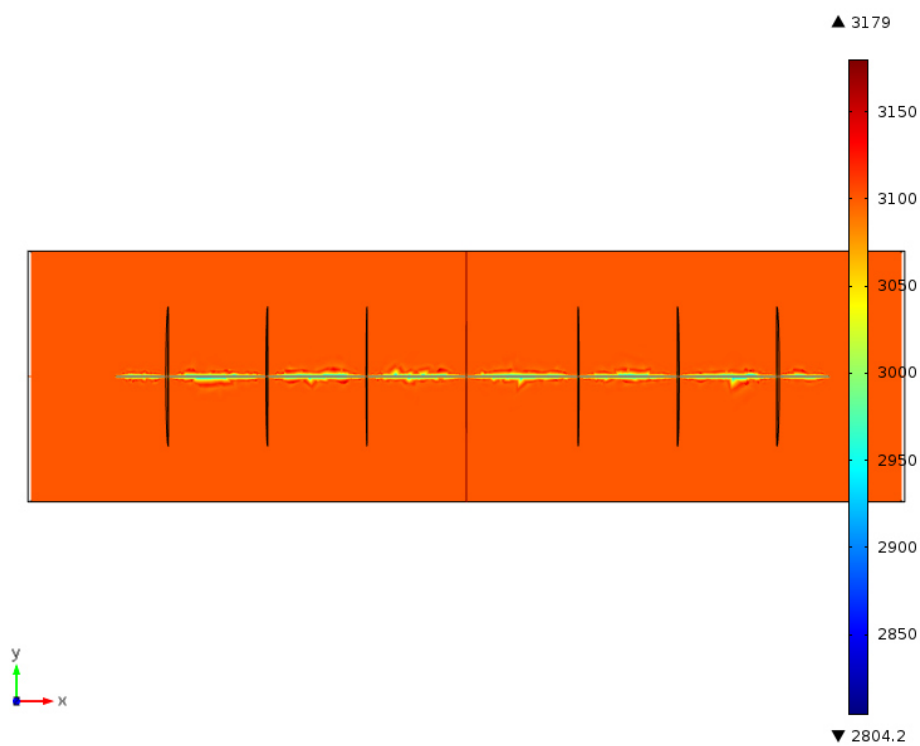
Haciendo una ampliación en el modelo, se aprecia como en las fracturas también existe ese perfil. Se observa como la mínima presión en la fractura se extiende más hacia la matriz que la mostrada en el pozo (Figura 57).



**Figura 54.** Resultados de la simulación mostrando los perfiles de presión en las coordenadas XYZ en unidades de psi (libras por pulgada cuadrada).

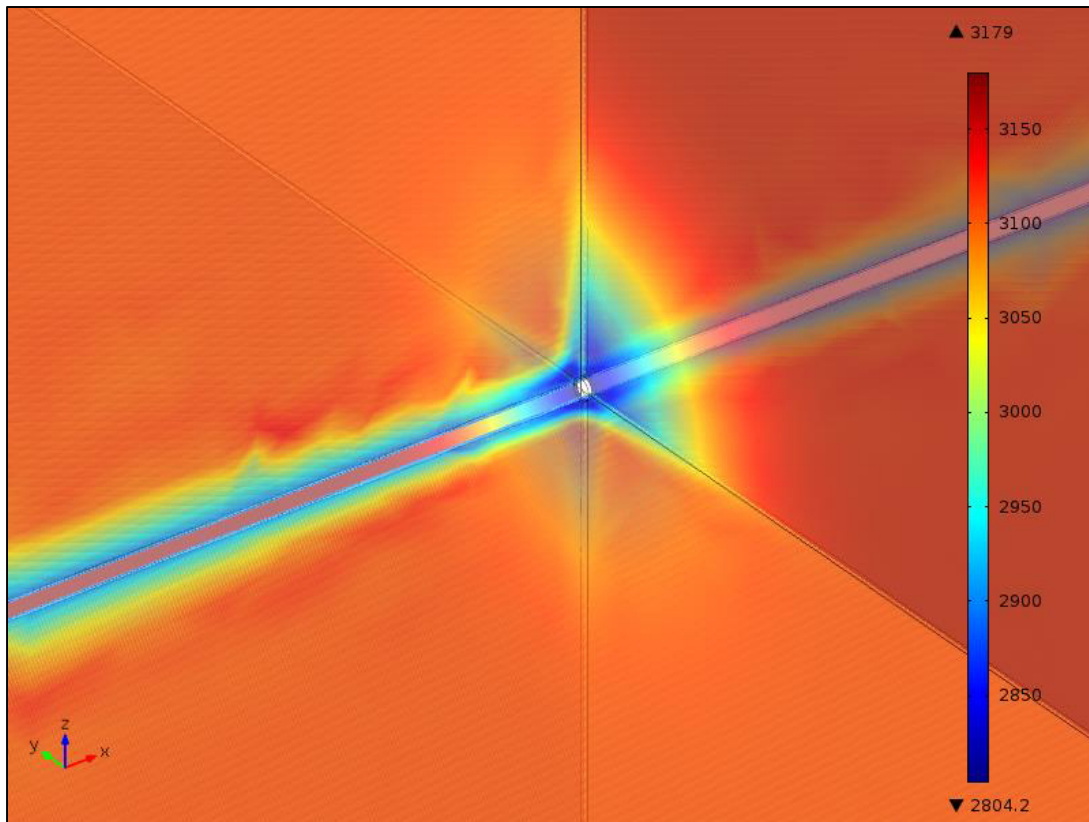


**Figura 55.** Vista 2D en el plano YZ del perfil de presión (psi).



**Figura 56.** Vista 2D en el plano XY del perfil de presión (psi).



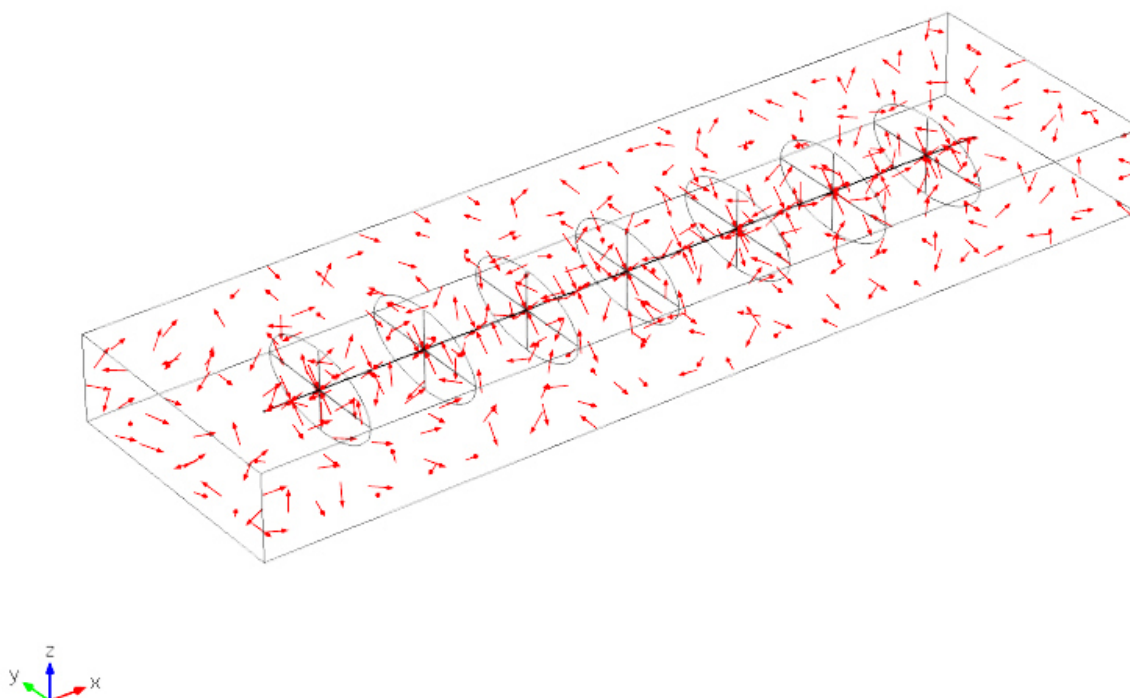


**Figura 57.** Perfil de presión en la vecindad de la fractura (psi).

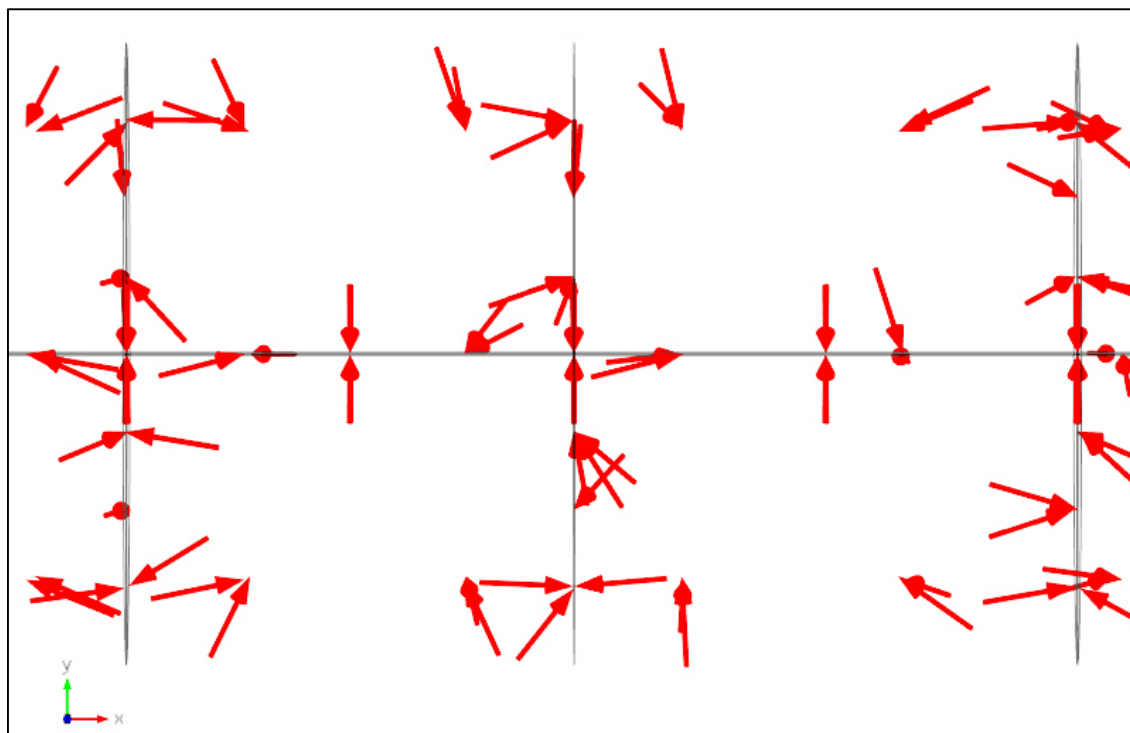
#### 4.2.5.3 Direcciones de flujo del fluido

Además de los perfiles de presión, también se muestran los resultados de las direcciones de flujo a través de la matriz y hacia a la fractura en un tiempo de 30 días de producción (Figuras 58 y 59). La longitud de las flechas está normalizada con la intención de mostrar que existe flujo en el yacimiento en general. Sin embargo, no representa la magnitud del flujo.

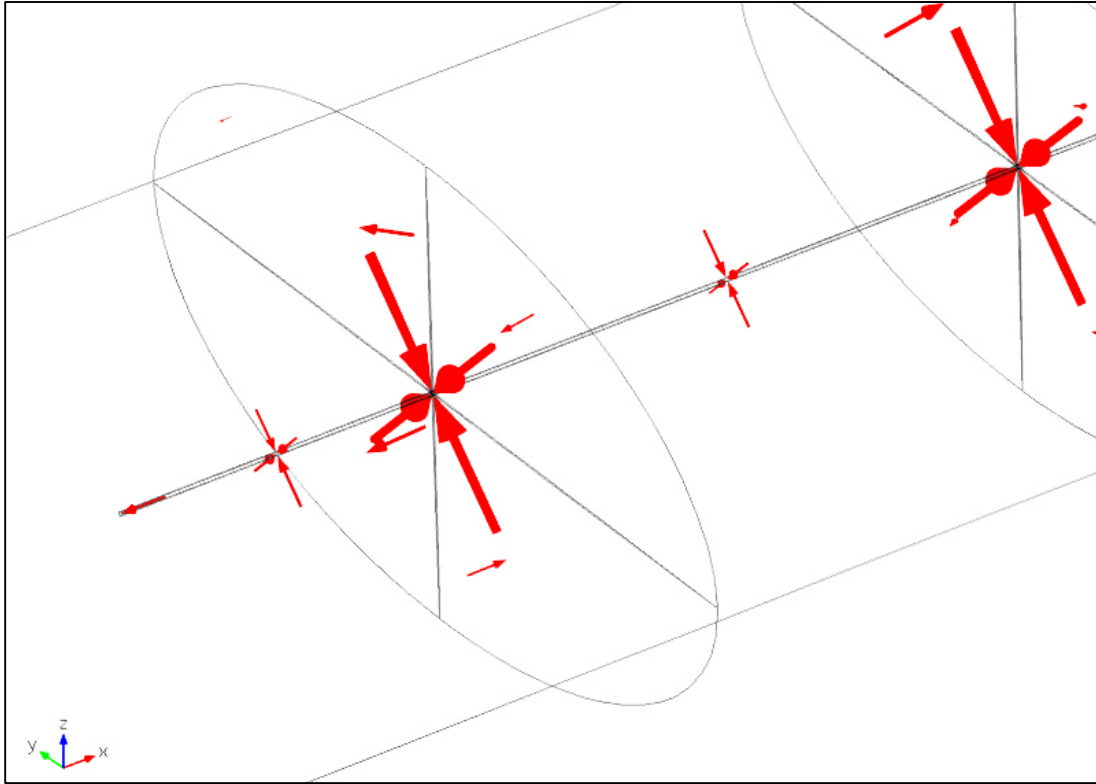
Las direcciones de flujo hacia el pozo son de tipo radial (Figura 60). La longitud de las flechas tiene una escala logarítmica. Esto debido a que las direcciones de flujo en la matriz son relativamente muy pequeñas, en cambio el flujo hacia el pozo es mayor que en el resto del yacimiento.



**Figura 58.** Vista 3D de las direcciones de flujo en el yacimiento. La longitud de las flechas está normalizada y no representa la magnitud del flujo.



**Figura 59.** Vista 2D en el plano XY de las direcciones de flujo hacia las fracturas. La longitud de las flechas está normalizada y no representa la magnitud del flujo.



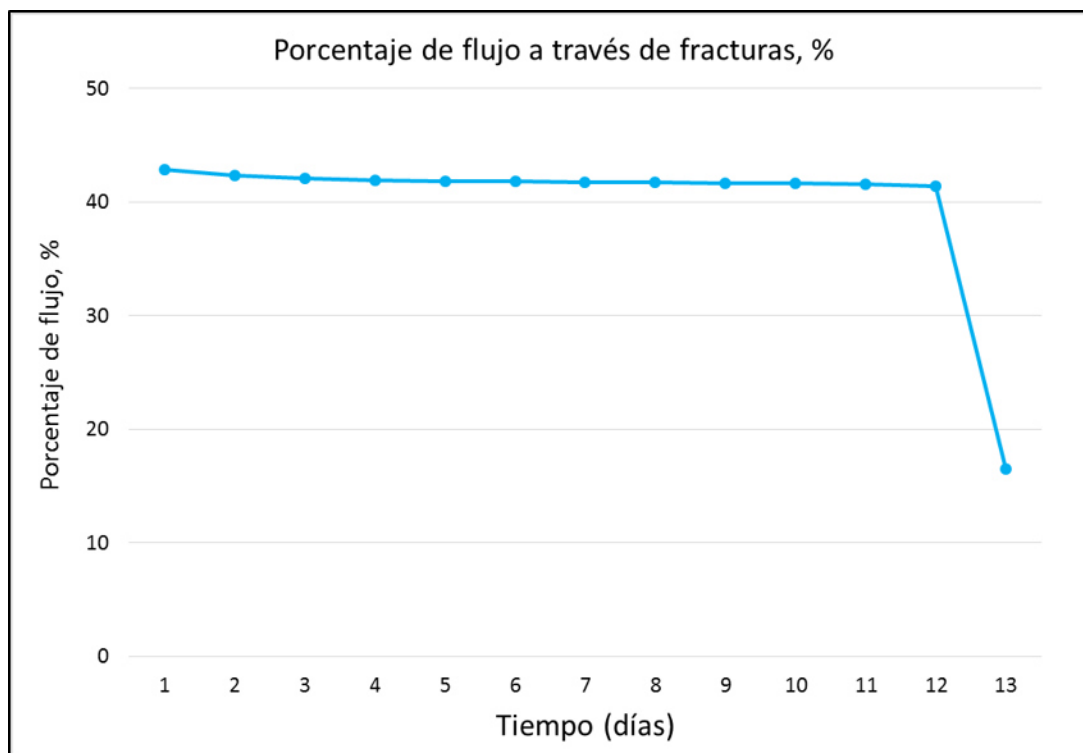
**Figura 60.** Vista 3D de las direcciones de flujo hacia el pozo. La longitud de las flechas está escalada logarítmicamente. Existen direcciones de flujo en la matriz pero son relativamente muy pequeñas porque el flujo hacia el pozo es mayor que en el resto del yacimiento

#### 4.2.5.4 Porcentaje de flujo hacia la fractura

Por medio de COMSOL Multiphysics se evaluó la producción que entra hacia las fracturas hidráulicas generadas para después calcular el porcentaje de acuerdo a la producción total. En la Tabla 18 se presentan los datos de la producción total y a través de fracturas 13 días antes del cierre del pozo. En la Figura 61 se muestra el porcentaje de producción que entra al pozo solamente por las fracturas, cuyo valor es aproximadamente 42%. Esto indica que el fracturamiento hidráulico es un factor positivo para la producción en un pozo petrolero, y más para el caso de un yacimiento no convencional donde la única manera de poder explotar este tipo de pozos es perforar de manera horizontal el estrato productor (lutita), e inyectar miles de galones de fluido fracturante (agua más aditivos químicos) para crear múltiples canales y permitir la movilidad del aceite o gas hacia el pozo y después hacia la superficie.

**Tabla 19.** Datos de la producción total y en las fracturas en un lapso de 13 días. Además del porcentaje de la producción de las fracturas con respecto a la total.

Tiempo (día)	Producción Total, barriles/día	Producción Fracturas, barriles/día	Porcentaje %
1	369.87	158.41	42.83
2	317.62	134.44	42.33
3	294.75	124.07	42.09
4	280.45	117.63	41.94
5	272.40	114.02	41.86
6	266.14	111.22	41.79
7	261.66	109.22	41.74
8	258.47	107.78	41.70
9	255.53	106.48	41.67
10	252.94	105.32	41.64
11	250.46	104.22	41.61
12	233.31	96.50	41.36
13	20.34	3.36	16.53



**Figura 61.** Porcentaje de producción a través de las fracturas hidráulicas.

## 5 Conclusiones

Se estimaron parámetros petrofísicos de porosidad y compresibilidad de muestras de roca de lutita negra de la Formación La Casita (Sierra Madre Oriental). Se encontró una porosidad efectiva muy baja (1-2%) en la parte superior del perfil estratigráfico, mientras que en la parte inferior se obtuvieron resultados más altos (2-8%). Esta variación de la porosidad puede deberse a los esfuerzos de deformación in situ (se observaron estructuras de pliegues). Por ejemplo, en el sitio con mayor porosidad efectiva, existe un plegamiento de tipo *Chevron*, lo cual puede haber generado porosidad secundaria. A partir de los datos de porosidad se estimó numéricamente la compresibilidad de la roca. Se observó que la compresibilidad varía desde  $6.6 \times 10^{-5}$  hasta  $8.7 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$  en la parte superior de la columna estratigráfica, mientras que en la parte inferior las variaciones son desde  $7.4 \times 10^{-5}$  hasta  $8.3 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$ .

Adicional a la medición de la petrofísica, se construyó un modelo computacional en Comsol Multiphysics de un yacimiento que incluye un pozo horizontal y varias fracturas hidráulicas transversales en forma de elipsoides. El modelo contempla flujo de aceite y es alimentado con los datos medidos de petrofísica, y con datos adicionales medidos en campo. El modelo en Comsol fue capaz de predecir cercanamente una prueba de incremento de presión real. Esto permitió estimar la presión inicial de yacimiento (3100 psi), la permeabilidad (2 mD) y porosidad de la fractura (5%), lo cual es difícil de estimar.

Además, el modelo en Comsol permite graficar el perfil de presión dentro del yacimiento, y observar las direcciones de flujo. Se encontró flujo radial dentro de las fracturas y flujo bilineal en la matriz. Como resultado final, se calculó el porcentaje de flujo a través de las fracturas hacia el pozo resultando alrededor de 42% de la producción total antes del cierre del pozo. Cabe mencionar que esta información es de suma importancia, debido a que si el pozo es intervenido con fracturamiento hidráulico, se puede conocer la cantidad de hidrocarburos que se produce a través de las fracturas. Para este caso se deduce que a mayor número de fracturas, mayor será el porcentaje de producción.

## 6 Referencias bibliográficas

- Adatte, Thierry, Wolfgang Stinnesbeck, Jürgen Ramane, and Hans Hubberten. 1996. "Paleoceanographic Changes at the Jurassic – Cretaceous Boundary in the Western Tethys , Northeastern Mexico." *Cretaceous Research* 17: pp. 671–89. doi:10.1006/cres.1996.0036.
- Bidner, Mirtha Susana. 2001. *Propiedades de La Roca Y Los Fluidos En Reservorios de Petróleo*. Edited by Editorial Universitaria de Buenos Aires. Eudeba. Buenos Aires, Argentina. pp. 96-98.
- Buchy, M Arie Éline, E Bernhard Frey, W Olfgang Stinnesbeck, and J G López-Oliva. 2003. "First Occurrence of a Gigantic Pliosaurid Plesiosaur in the Late Jurassic (Kimmeridgian) of Mexico." *Bull. Soc. Géol. Fr.* 174 (3): pp. 271–78. doi:10.2113/174.3.271.
- Chen, Zhangxin, Guanren; Huan, and Ma Yuanle. 2006. *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics. pp. 1-31.
- Chierici, Gian Luigi. 1994. *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*. 1st ed. Vol. 1. Bologna, Italy: Springer-Verlag Berlin Heidelberg. pp. 54-73.
- Deming, David. 2002. *Introduction to Hydrogeology*. 1st ed. Vol. 3. McGraw-Hill Higher Education. pp. 52-74.
- Goldhammer, R. K., and C. A. Johnson. 2001. "Middle Jurassic–Upper Cretaceous Paleogeographic Evolution and Sequence-Stratigraphic Framework of the Northwest Gulf of Mexico Rim." *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems: AAPG Memoir 75*, pp. 45–81.
- González, Raúl, and Noel Quiñones. 1992. "Las Rocas Generadoras de México." *Boletín de La Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros XLII*: pp. 9–23.
- Hudec, Michael R., Ian O. Norton, Martin P A Jackson, and Frank J. Peel. 2013. "Jurassic

- Evolution of the Gulf of Mexico Salt Basin.” *AAPG Bulletin* 97 (10): pp. 1683–1710. doi:10.1306/04011312073.
- Imlay, R W. 1953. “Las Formaciones Jurásicas de México.” *Boletín de La Sociedad Geológica Mexicana* 32 (No. 27): pp. 1407–1533.
- Longoria Treviño, José Francisco. 2015. “Shale Gas - Los Yacimientos De Hidrocarburos No Convencionales : Origen Del Shale Gas.” *Epistemos* 18 (9): pp. 52–58.
- López-Medina, M. Eleazar, 2010. *Estudio mineralógico y geoquímico de la Formación "La Casita" en el área de Potrero Prieto, Galeana, N.L., México*. Tesis de Licenciatura. Universidad Autónoma de Nuevo León. Facultad de Ciencias de la Tierra, Linares, Nuevo León. México.
- López-Ramos, Ernesto. 1981. “Paleogeografía Y Tectónica Del Mesozoico En México.” *Univ. Nal. Autón. México, Inst. Geología*, 5 (2), pp.158-177.
- Michalzik, D., and Dietrich Schumann. 1994. “Lithofacies Relations and Palaeoecology of a Late Jurassic to Early Cretaceous Fan Delta to Shelf Depositional System in the Sierra Madre Oriental of North-East Mexico.” *Sedimentology* 41 (3): pp. 463–77.
- Nguyen, Luan C, and Paul Mann. 2016. “Gravity and Magnetic Constraints on the Jurassic Opening of the Oceanic Gulf of Mexico and the Location and Tectonic History of the Western Main Transform Fault along the Eastern Continental Margin of Mexico.” *Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists* 4 (1): pp. 23-33.
- Nolen-Hoeksema, Richard. 2014. “Defining and Determining Permeability.” Schlumberger. *Oilfield Review* Autumn 2014:26, no 3. pp. 2.
- Ocampo-Díaz, Yam Zul Ernesto, Uwe Jenchen, and Martín Guerrero-Suastegui. 2008. “Facies Y Sistemas de Depósito Del Miembro Arenoso Galeana (Formación Taraises, Cretácico Inferior, NE de México).” *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 25 (3): pp. 438–64.
- Ocampo, Y.Z., 2011. *Implicaciones tectono-sedimentarias de las intercalaciones clásticas en el límite Jurásico-Cretácico del Noreste de México (Fosa de Monterrey y Cuenca de*

- Sabinas*). Tesis de Doctorado. Universidad Autónoma de Nuevo León. Facultad de Ciencias de la Tierra, Linares, Nuevo León, México. pp. 10-14.
- Ocampo-Díaz, Yam Zul Ernesto. 2013. “Análisis Petrográfico Y Estadístico Multivariado Para Discriminar Las Áreas Fuente de La Formación La Casita Del Jurásico Tardío-Cretácico Temprano Y La Arcosa Patula Del Cretácico Temprano En El Noreste de México.” *Boletín de La Sociedad Geológica Mexicana* 65 (3): pp. 609–630.
- Padilla y Sánchez, R J. 1982. “Geologic Evolution of the Sierra Madre Oriental between Linares, Concepción Del Oro, Saltillo and Monterrey, Mexico” Ph.D. Thesis (November): pp. 217.
- Padilla y Sanchez, Ricardo Jose. 2007. “Evolución Geológica Del Sureste Mexicano Desde El Mesozoico Al Presente En El Contexto Regional Del Golfo de México.” *Boletín de La Sociedad Geológica Mexicana* LIX (1): pp. 19–42.
- Pindell, James, and Lorcan Kennan. 2001. “Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean.” *Petroleum Systems of Deep-Water Basins, GCSSEPM Foundation 21st Annual Bob F. Perkins Research Conference*, pp. 193–220.
- Salvador, Amos. 1991. *The Geology of North America VolumeJ The Gulf of Mexico Basin Edited by*. Edited by The University of Texas at Austin) Salvador, Amos (Department of Geological Sciences. United States of America: The Geological Society of America, Inc. pp. 131-181.
- Sánchez Corona, Carlos Yair. 2012. “Evolución de Los Registros de Resistividad Y Su Aplicación En La Estimación de La Saturación de Fluidos (Agua E Hidrocarburos).” Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Ciudad de México.
- Savioli, Gabriela B, M. de los Ángeles Morelli, Sebastián P. Regis, and M. Susana Bidner. 2004. “Análisis de Estabilidad de Un Modelo Semi-Implícito de Un Pozo Petrolífero.” *Revista Internacional de Métodos Numéricos Para Cálculo Y Diseño de Ingeniería* 20: pp. 77–95.
- Schwartz, F.W. & H. Zhang. 2003. *Fundamentals of Ground Water*. John Wiley and Sons,



Inc. New York, 583 p.

Tarbuck, E.J., Frederick K Lutgens, and D. Tasa. 2005. *Ciencias de La Tierra*. Edited by Pearson Prentice Hall. Octava edi. Madrid, España: Pearson Education, Inc. pp. 201-221.

Tiab, Djebbar, and Erle C Donaldson. 2004. "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.," 889. pp. 87-105. doi:10.1007/s13398-014-0173-7.2.

Tourtlot, Harry A. 1979. "Black Shale--Its Deposition and Diagenesis 1." *Clays and Clay Minerals* 27 (5): pp. 313–321

## 7 Referencias de páginas de internet

[file:///C:/Users/hp/Downloads/Capitulo I Petrofisica 1.pdf](file:///C:/Users/hp/Downloads/Capitulo_I_Petrofisica_1.pdf). Consultado en Febrero de 2017.

<https://es.scribd.com/doc/21463148/Caracterizacion-Fisica-de-Yacimientos-Mannucci>.

Consultado en Febrero de 2017.

[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/boyles\\_law\\_double\\_cell.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/boyles_law_double_cell.aspx). Consultado en marzo de 2017.

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/porosimeter.aspx>. Consultado en marzo de 2017.

<https://www.addlink.es/productos/comsol-multiphysics>. Consultado en marzo de 2017.

[https://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo de los elementos finitos](https://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9todo_de_los_elementos_finitos). Consultado en marzo de 2017.

<https://www.gob.mx/sgm/articulos/descarga-las-cartas-impresas-editadas-por-el-sgm-70622?idiom=es>. Consultado en abril de 2017.

<http://vida-geologica-fct.blogspot.mx/2012/12/tabla-estratigrafica.html>. Consultado en mayo de 2017.

<https://es.wikipedia.org/wiki/As%C3%Adntota>. Consultado en junio de 2017.

<https://support.office.com/es-es/article/INTERVALO-CONFIANZA-NORM-función-INTERVALO-CONFIANZA-NORM-7cec58a6-85bb-488d-91c3-63828d4fbfd4?ui=es-ES&rs=es-ES&ad=ES>. Consultado en julio de 2017.

<https://www.google.com.mx/#q=nivel+de+significación>. Consultado en julio de 2017.

<https://www.google.com.mx/#q=alfa+estadística>. Consultado en julio de 2017.

<http://people.ee.ethz.ch/~fieldcom/ppscomsol/documents/User%20Guide/COMSOLMultiphysicsUsersGuide.pdf>. Consultado en julio de 2017.